

TransAlta atteint ses objectifs de disponibilité annuels pour 2012, annonce ses résultats pour le quatrième trimestre et dépose ses documents d'information de fin d'exercice

FAITS SAILLANTS

- La disponibilité ajustée des centrales, conforme à notre objectif annuel de 89 % à 90 %, s'est établie à 89,4 % pour le trimestre et à 90,0 %¹ pour l'exercice
- Le BAIIA aux fins de comparaison^{2,3,4} a augmenté pour s'établir à 310 millions de dollars pour le trimestre, en hausse de 43 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2011 en raison des solides résultats du secteur Production et de l'apport pour un trimestre complet de l'acquisition de Solomon; le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice complet a été de 1 014 millions de dollars
- Les activités opérationnelles, d'entretien et d'administration ont diminué de 10 % par rapport à l'exercice précédent, ou de 52 millions de dollars, comparativement à notre cible de réduction de 5 %
- Le secteur Opérations sur les produits énergétiques a réalisé une marge brute de 13 millions de dollars au quatrième trimestre et de 3 millions de dollars pour l'exercice
- Les fonds provenant des activités opérationnelles^{3,4} ont augmenté pour s'établir à 205 millions de dollars pour le trimestre, en hausse de 16 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2011; les fonds provenant des activités opérationnelles pour l'exercice complet ont été de 776 millions de dollars

CALGARY, Alberta (27 février 2013) – TransAlta Corporation («TransAlta») (TSX :TA; NYSE :TAC) a annoncé aujourd'hui un résultat aux fins de comparaison de 54 millions de dollars (0,21 \$ l'action) pour le quatrième trimestre de 2012, en hausse en regard de 29 millions de dollars (0,13 \$ l'action) au quatrième trimestre de 2011. Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour le quatrième trimestre de 2012 s'est établi à 38 millions de dollars (0,15 \$ l'action).

L'augmentation du résultat aux fins de comparaison de 2012 est attribuable à la disponibilité élevée des centrales, à l'ajout de l'acquisition de Solomon et à la diminution des charges opérationnelles, d'entretien et d'administration, le tout en partie contrebalancé par une augmentation des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») en Alberta et à l'unité 3 de la centrale de Genesee, et une baisse des résultats du secteur Opérations sur les produits énergétiques. La diminution du résultat net pour le quatrième trimestre de 2012 par rapport au résultat aux fins de comparaison est surtout due à l'incidence de l'annulation de la désignation des couvertures et des charges de réaligement du siège social engagées pour repositionner TransAlta afin d'assurer sa croissance stratégique.

1) Ajusté en fonction de l'acheminement économique à la centrale de Centralia.

2) Le BAIIA renvoie au bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement.

3) Le résultat aux fins de comparaison, le résultat par action aux fins de comparaison, le BAIIA aux fins de comparaison et les fonds provenant des activités opérationnelles ne sont pas définis selon les Normes internationales d'information financière («IFRS»). La présentation de ces mesures d'une période à l'autre fournit à la direction et aux actionnaires des informations supplémentaires et leur permet d'évaluer la tendance du résultat par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, les produits opérationnels et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

4) Le BAIIA aux fins de comparaison et les fonds provenant des activités opérationnelles sont des mesures clés supplémentaires du rendement pour TransAlta, qui fournissent des informations additionnelles à l'égard de la capacité de la société à satisfaire à ses besoins en capitaux et à verser des dividendes ainsi qu'à raffermir son bilan et sa croissance financière.

«TransAlta a réalisé des gains prometteurs au quatrième trimestre, a affirmé Dawn Farrell, présidente et chef de la direction de TransAlta. Ce retour à des résultats plus normalisés est un pas dans la bonne direction et constitue un excellent départ pour 2013. L'exercice 2012 a été marqué par une progression importante de TransAlta. Nous avons gardé le cap et avons fait ce que nous avons dit que nous ferions, y compris préparer les centrales en vue de l'atteinte de leur durée d'utilité et réaligner la société afin qu'un accent soutenu soit mis sur l'excellence opérationnelle et la croissance. Ces efforts se poursuivront à l'avenir et devraient permettre de réaliser des économies d'environ 25 millions de dollars à 30 millions de dollars sur une base annualisée d'ici la fin de 2013.»

Le secteur Production maintient une vigueur soutenue

La disponibilité des centrales pour le quatrième trimestre est demeurée forte, soit à 89,4 % par rapport à 90,3 % au quatrième trimestre de 2011. La légère diminution de la disponibilité est surtout imputable à une hausse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et à l'unité 3 de la centrale de Genesee, en partie contrebalancée par une diminution des interruptions non planifiées à ces mêmes centrales.

Augmentation du BAIIA et des flux de trésorerie au cours du trimestre

Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 43 millions de dollars au cours du quatrième trimestre pour s'établir à 310 millions de dollars, par rapport à 267 millions de dollars pour la période correspondante de 2011. Les fonds provenant des activités opérationnelles ont progressé de 16 millions de dollars au cours du quatrième trimestre pour s'établir à 205 millions de dollars, par rapport à 189 millions de dollars pour la période correspondante de 2011. Ces augmentations sont dues aux solides résultats du secteur Production, à l'ajout de Solomon au parc de centrales et à la diminution des charges opérationnelles, d'entretien et d'administration qui ont plus que compensé le fléchissement des marges à l'égard des activités de négociation.

RÉSULTATS DE TRANSALTA POUR L'EXERCICE COMPLET DE 2012

TransAlta a présenté un résultat aux fins de comparaison pour l'exercice complet de 118 millions de dollars (0,50 \$ l'action), contre 230 millions de dollars (1,04 \$ l'action) en 2011. Les résultats aux fins de comparaison pour l'exercice s'expliquent par la disponibilité élevée de l'ensemble des centrales, qui ont été plus que contrebalancés par une diminution marquée des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques, lesquelles ont reculé de 134 millions de dollars par rapport à 2011, ainsi que par une hausse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et à l'unité 3 de la centrale de Genesee.

La perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour l'exercice s'est établie à 614 millions de dollars (2,61 \$ l'action) par rapport au résultat net de 290 millions de dollars (1,31 \$ l'action) en 2011. Cette perte découle en grande partie des imputations pour dépréciation d'actifs de 226 millions de dollars liées à la dépréciation de la valeur comptable de la centrale de Centralia selon les IFRS, d'une sortie du bilan d'actifs d'impôt différé de 169 millions de dollars et de l'incidence ponctuelle de 189 millions de dollars relative à la décision du groupe d'arbitrage de l'Alberta à l'égard des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance qui est présentée dans notre communiqué de presse du 23 juillet 2012.

Rendement solide du secteur Production; TransAlta atteint son objectif de 89 % à 90 % sur le plan de la disponibilité des centrales pour l'exercice

La disponibilité ajustée des centrales pour l'exercice complet s'est établie à 90,0 %, une hausse par rapport à 88,2 % en 2011, malgré six interruptions planifiées d'envergure aux centrales alimentées au charbon afin de réaliser le programme d'investissement sur trois ans. La disponibilité ajustée des centrales a augmenté en raison de la diminution des interruptions planifiées et non

planifiées à la centrale de Centralia et de la baisse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et à l'unité 3 de la centrale Genesee, en partie contrebalancées par une hausse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et à l'unité 3 de la centrale de Genesee.

TransAlta affiche des flux de trésorerie stables pour l'exercice

Les fonds provenant des activités opérationnelles pour l'exercice ont été de 776 millions de dollars contre 809 millions de dollars en 2011, soit une baisse imputable à la diminution du résultat en trésorerie découlant en très grande partie du fléchissement des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques, en partie contrebalancée par une augmentation des marges brutes du secteur Production, compte non tenu de l'incidence sur le résultat de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

Faits saillants – 2012

Faits saillants financiers

- BAIIA aux fins de comparaison de 1 014 millions de dollars
- Fonds provenant des activités opérationnelles de 776 millions de dollars ou 3,30 \$ l'action
- Résultat aux fins de comparaison de 118 millions de dollars ou 0,50 \$ l'action
- Dividendes de 1,16 \$ l'action versés aux porteurs d'actions ordinaires
- Taux de participation au régime de réinvestissement de dividendes d'environ 70 %, ce qui s'est traduit par des économies annualisées estimées à environ 210 millions de dollars

Faits saillants opérationnels

- Charbon : les marges brutes aux fins de comparaison des centrales alimentées au charbon de TransAlta ont augmenté de 20 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent malgré une hausse des interruptions planifiées.
- Gaz : les marges brutes aux fins de comparaison des centrales alimentées au gaz de TransAlta ont augmenté de 21 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent en raison de la disponibilité élevée des centrales et de la diminution des coûts au titre des intrants.
- Énergie renouvelable : les marges brutes aux fins de comparaison ont augmenté de 4 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent en raison principalement d'une hausse de la production d'hydroélectricité en regard des prix moins élevés en Alberta et des volumes d'énergie éolienne plus bas dans l'ouest et l'est du Canada.
- Secteur Opérations sur les produits énergétiques : les marges brutes ont diminué de 134 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent du fait de la conjoncture défavorable du marché relativement aux positions de négociation détenues.

Travaux d'entretien d'envergure

- TransAlta a achevé son programme de travaux d'entretien d'envergure sur trois ans visant ses centrales alimentées au charbon. L'achèvement de ce programme de dépenses d'investissement permet d'assurer que ces unités alimentées au charbon seront en exploitation jusqu'à la fin de leur durée d'utilité.

Projets de croissance

- Acquisition de la centrale bicom bustible de Solomon de 125 mégawatts («MW») au coût de 318 millions de dollars américains, centrale qui est visée en totalité par un contrat conclu avec Fortescue Metals Group Ltd.
- Nouveau partenariat stratégique entre TransAlta et MidAmerican Energy Holdings Company dans le cadre duquel les deux sociétés travailleront ensemble afin de concevoir, construire et exploiter au Canada de nouvelles centrales alimentées au gaz naturel
- Poursuite de la construction du parc éolien sous contrat de 68 MW de New Richmond au Québec, dont la mise en service aura lieu au cours du premier trimestre de 2013
- Réalignement des ressources dans le cadre d'une stratégie en cours visant à améliorer continuellement l'excellence opérationnelle et à accélérer la croissance, ce qui donnera lieu à des économies de 25 millions de dollars à 30 millions de dollars par année d'ici la fin de 2013

Événements importants

Unité 3 de la centrale de Sundance

Le 23 novembre 2012, TransAlta a indiqué que le groupe d'arbitrage indépendant lui avait confirmé que les baisses de capacité nominale et les interruptions survenues en 2012 et 2011 par suite d'une défaillance mécanique de composantes essentielles à l'unité 3 de la centrale de Sundance constituaient un cas de force majeure étant donné que cette défaillance échappait au contrôle raisonnable de la société.

Réglementation fédérale régissant les émissions de gaz à effet de serre

Par suite des modifications apportées à la réglementation fédérale canadienne qui exige que les centrales alimentées au charbon cessent leurs activités après 50 ans d'exploitation, TransAlta a examiné les durées d'utilité des centrales alimentées au charbon et des actifs miniers de charbon connexes de l'Alberta, et a prolongé les durées d'utilité jusqu'à un maximum de 50 ans, lorsque la réglementation le permet.

Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

Le 23 juillet 2012, TransAlta a indiqué que le groupe d'arbitrage indépendant qui examinait sa décision de procéder à la fermeture de deux unités à la centrale de Sundance, en décembre 2010, avait confirmé qu'il s'agissait de cas de force majeure. Cette décision raffermit la position de TransAlta selon laquelle la défaillance des unités était due à des problèmes hors de son contrôle.

TransAlta a également demandé la résiliation du CAÉ pour des motifs économiques, comme il est prévu dans la loi. Le groupe a rejeté cette demande. Le coût de réparation des unités est estimé à environ 190 millions de dollars. Cet investissement devrait commencer à générer des flux de trésorerie au quatrième trimestre de 2013.

Des pénalités nettes de 189 millions de dollars découlant de la décision du groupe d'arbitrage ont été comptabilisées au deuxième trimestre de 2012. En outre, TransAlta a réduit de 43 millions de dollars la valeur des unités 1 et 2 de sa centrale de Sundance au deuxième trimestre. Une tranche de 41 millions de dollars de cette dépréciation a été reprise au troisième trimestre par suite des années additionnelles d'activités marchandes qui devraient être réalisées en raison des modifications apportées à la réglementation fédérale canadienne.

TransAlta dépose ses documents d'information de fin d'exercice

TransAlta a également annoncé aujourd'hui le dépôt de sa notice annuelle, de ses états financiers consolidés audités et des notes y afférentes, ainsi que du rapport de gestion. Ces documents peuvent être consultés sur le site Web de TransAlta, à www.transalta.com ou sur le site de Sedar, à, www.sedar.com.

TransAlta a également déposé son formulaire 40-F auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Le formulaire est disponible sur son site Web à www.sec.gov. Les actionnaires peuvent obtenir, sur demande et sans frais, des copies imprimées de tous les documents.

Une copie de la version longue du communiqué de presse pour le quatrième trimestre de TransAlta peut être consultée sur notre site Web : www.transalta.com sous l'onglet Investor Centre.

TransAlta tiendra une conférence téléphonique et une webémission aujourd'hui à 9 h HNR (11 h HNE) portant sur ses résultats. La conférence téléphonique commencera par une brève allocution de Dawn Farrell, présidente et chef de la direction, et de Brett Gellner, chef de la direction des finances, et sera suivie d'une période de questions à l'intention des analystes financiers, des investisseurs et autres parties intéressées. Cette période de questions sera immédiatement suivie d'une période de questions à l'intention des médias.

Veillez communiquer avec le téléphoniste cinq minutes avant le début de la conférence téléphonique et lui préciser qu'il s'agit de la société TransAlta Corporation et que l'animateur se nomme Brent Ward.

Faits saillants pour le quatrième trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2012

En millions, sauf indication contraire	Trois mois clos le 31 décembre 2012	Trois mois clos le 31 décembre 2011	Douze mois clos le 31 décembre 2012	Douze mois clos le 31 décembre 2011
Disponibilité ajustée pour la centrale de Centralia (%)	89,4	90,3	90,0	88,2
Production (GWh)	10 880	11 662	38 750	41 012
Produits des activités ordinaires	661	701	2 262	2 663
Marge brute ¹	398	409	1 453	1 716
Produits opérationnels ¹	132	122	42	645
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	38	24	(614)	290
Résultat aux fins de comparaison ²	54	29	118	230
Résultat de base et dilué par action ordinaire	0,15	0,11	(2,61)	1,31
Résultat par action aux fins de comparaison ²	0,21	0,13	0,50	1,04
BAIIA aux fins de comparaison ²	310	267	1 014	1 045
Fonds provenant des activités opérationnelles ²	205	189	776	809
Fonds provenant des activités opérationnelles par action ²	0,80	0,84	3,30	3,64
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	245	187	520	690

1) La marge brute et les produits opérationnels sont des mesures conformes aux IFRS additionnelles. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles» du rapport de gestion.

2) Le résultat aux fins de comparaison, le résultat par action aux fins de comparaison, le BAIIA aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités opérationnelles et les fonds provenant des activités opérationnelles par action ne sont pas définis selon les IFRS. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du rapport de gestion pour obtenir des explications, s'il y a lieu, sur les rapprochements avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, les produits opérationnels et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

Numéros à composer :

Numéro sans frais pour les participants de l'Amérique du Nord : 1-800-319-4610

Pour les participants à l'extérieur du Canada et des États-Unis : 1-604-638-5340

Un lien vers la webémission en direct et la présentation sera disponible sur le site Web de TransAlta, à l'adresse <http://www.transalta.com/investor-centre/events-presentations/webcasts-conference-calls>, sous l'onglet Investor Centre. Si vous n'êtes pas en mesure de participer à la conférence téléphonique, vous pouvez accéder à son enregistrement en composant le 1-604-638-9010, code d'accès de TransAlta 2231 suivi de la touche #. Une transcription de la conférence téléphonique sera publiée sur le site de TransAlta dès qu'elle sera disponible.

Note : Si vous utilisez un poste téléphonique mains libres, décrochez le combiné et faites le un pour poser des questions.

TransAlta est une société de production et de commercialisation de gros d'énergie axée sur la création d'une valeur à long terme pour ses actionnaires. TransAlta maintient un profil de risques faibles à modérés grâce à un portefeuille d'actifs en grande partie exploités à contrats au Canada, aux États-Unis et en Australie. TransAlta met l'accent sur l'exploitation efficace de son parc de centrales géothermiques, éoliennes et hydroélectriques et de centrales alimentées au gaz naturel et au charbon de manière à fournir à sa clientèle une source d'énergie fiable à faible coût. Depuis 100 ans, TransAlta exerce ses activités de manière responsable et est fière de contribuer aux collectivités où travaillent et vivent ses employés. TransAlta est classée depuis 2009 parmi les 50 entreprises les plus socialement responsables du Canada par Jantzi-Sustainalytics et est reconnue à l'échelle mondiale comme un chef de file sur le plan du développement durable et de ses normes en matière de responsabilité d'entreprise par FTSE4Good. TransAlta est le plus important fournisseur d'énergie renouvelable détenu par des investisseurs au Canada.

Le présent communiqué de presse peut renfermer des énoncés prospectifs, notamment des énoncés concernant les activités et le rendement financier attendu de TransAlta Corporation. Ces énoncés prospectifs reposent sur les croyances et les hypothèses de TransAlta Corporation fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses ont été formulées. Ces énoncés sont assujettis à un certain nombre de risques et d'incertitudes qui peuvent faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux envisagés par les énoncés prospectifs. Certains de ces facteurs qui pourraient entraîner cet écart comprennent les faits nouveaux en matière de loi ou de réglementation, la concurrence, les activités des marchés financiers mondiaux, les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des niveaux d'inflation et de la conjoncture générale des régions géographiques dans lesquelles TransAlta Corporation exerce ses activités.

Note : Tous les chiffres sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Pour de plus amples renseignements :

Investisseurs

Brent Ward
Directeur, Finances et relations avec les investisseurs
Téléphone : 1-800-387-3598 au Canada
et aux États-Unis
Courriel : investor_relations@transalta.com

Médias

Stacey Hatcher
Conseillère principale, Relations de l'entreprise
Téléphone cellulaire : 587-216-2242
Numéro sans frais pour les médias : 1-855-255-9184
Autre numéro régional : 403-267-2540

MODE DE PRÉSENTATION

Ce communiqué de presse doit être lu avec nos états financiers consolidés audités et le rapport de gestion annuel de 2012. Dans le présent communiqué de presse, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les états financiers consolidés ont été préparés selon les Normes internationales d'information financière («IFRS»). Les montants de tous les tableaux du rapport de gestion qui suit sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

RÉSULTATS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Les résultats des activités opérationnelles sont présentés sous forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons trois secteurs d'activité : Production, Opérations sur les produits énergétiques et Siège social. Dans le présent communiqué de presse, l'incidence des fluctuations des taux de change sur les opérations et les soldes libellés en monnaies étrangères est abordée en même temps que les éléments pertinents des comptes de résultat consolidés et des états de la situation financière consolidés. Tandis que les éléments des états de la situation financière consolidés peuvent subir l'incidence des fluctuations des taux de change, l'incidence nette de la conversion de ces éléments dans notre monnaie de présentation, en ce qui a trait aux établissements à l'étranger, est reflétée dans le cumul des autres éléments du résultat global à la rubrique «Capitaux propres» des états de la situation financière consolidés.

FAITS SAILLANTS

Résultats du secteur Production

- Les marges brutes aux fins de comparaison, compte non tenu de l'incidence des contrats de location-financement, ont augmenté de 27 millions de dollars pour s'établir à 394 millions de dollars par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, surtout sous l'effet de la diminution des pénalités en vertu des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») visant les centrales alimentées au charbon en Alberta en raison de la baisse des prix en Alberta et de l'accroissement des marges des centrales hydroélectriques, en partie annulés par l'augmentation des coûts du charbon.
- Les produits tirés des contrats de location-financement ont progressé de 9 millions de dollars au cours du trimestre en raison du nouveau contrat de location-financement de Solomon.
- La disponibilité de l'ensemble des centrales a diminué de près de 1 % pour s'établir à 89,4 % du fait de l'augmentation des interruptions planifiées aux centrales visées par des CAÉ et de la hausse des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia.

- Grâce aux efforts soutenus visant à réduire les coûts et à l'accent mis sur la productivité, les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration aux fins de comparaison ont diminué de 17 millions de dollars pour s'établir à 92 millions de dollars.

Résultats du secteur Opérations sur les produits énergétiques

- Les marges brutes ont diminué de 27 millions de dollars pour s'établir à 13 millions de dollars pour le trimestre, du fait surtout des attentes défavorables du marché quant aux prix de l'électricité et du gaz relativement à nos positions de négociation détenues. Comparativement au trimestre précédent, les marges brutes ont augmenté de 29 millions de dollars. Le total des marges brutes pour l'exercice pour le secteur Opérations sur les produits énergétiques s'est établi à 3 millions de dollars.
- Les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration ont reculé pour s'établir à 8 millions de dollars en raison surtout de la baisse des charges de rémunération par suite de la diminution du résultat.

Faits saillants financiers

- Le résultat aux fins de comparaison s'est établi à 54 millions de dollars (0,21 \$ par action), en hausse par rapport à 29 millions de dollars (0,13 \$ par action) en 2011. L'augmentation du résultat aux fins de comparaison est surtout imputable à la hausse du résultat dans le secteur Production et aux économies réalisées au titre des activités opérationnelles et des activités d'entretien et d'administration, en partie contrebalancées par la baisse des marges à l'égard des activités de négociation. Le résultat net présenté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été de 38 millions de dollars (0,15 \$ par action), en hausse en regard de 24 millions de dollars (0,11 \$ par action) au trimestre correspondant de 2011, ce qui inclut les montants non comparables suivants, déduction faite des impôts et taxes :
 - Incidence de 9 millions de dollars liée aux couvertures dont la désignation a été annulée;
 - Coûts de restructuration de 10 millions de dollars;
 - Perte de valeur des stocks de 3 millions de dollars.
- Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison a augmenté de 43 millions de dollars au cours du trimestre comparativement au trimestre correspondant de 2011 pour s'établir à 310 millions de dollars.
- Les fonds provenant des activités opérationnelles ont augmenté de 16 millions de dollars au cours du trimestre pour s'établir à 205 millions de dollars.
- Un dividende trimestriel de 0,29 \$ par action a été déclaré sur les actions ordinaires.

Partenariat stratégique

Nous avons créé un nouveau partenariat stratégique avec MidAmerican Energy Holdings Company dans le cadre duquel les deux sociétés travailleront ensemble à concevoir, à construire et à exploiter au Canada de nouvelles centrales de production d'électricité alimentées au gaz naturel.

Le tableau suivant présente les principaux résultats financiers et données opérationnelles statistiques :

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Disponibilité (%) ¹	89,4	90,3	88,4	85,4
Disponibilité ajustée (%) ^{1, 2}	89,4	90,3	90,0	88,2
Production (GWh) ¹	10 880	11 662	38 750	41 012
Produits des activités ordinaires	661	701	2 262	2 663
Marge brute ³	398	409	1 453	1 716
Produits opérationnels (pertes opérationnelles) ³	132	122	42	645
Produits opérationnels aux fins de comparaison ⁴	165	126	470	553
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	38	24	(614)	290
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,15	0,11	(2,61)	1,31
Résultat net par action aux fins de comparaison ⁴	0,21	0,13	0,50	1,04
BALIA aux fins de comparaison ⁴	310	267	1 014	1 045
Fonds provenant des activités opérationnelles ⁴	205	189	776	809
Fonds provenant des activités opérationnelles par action ⁴	0,80	0,84	3,30	3,64
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	245	187	520	690
Flux de trésorerie disponibles ⁴	31	9	85	185
Dividendes versés par action ordinaire	0,29	0,29	1,16	1,16
			31 décembre	31 décembre
Aux			2012	2011
Total de l'actif			9 451	9 729
Total des passifs non courants			4 726	4 911

1) La disponibilité et la production comprennent tous les actifs de production (activités de production, contrats de location-financement et placements).

2) Ajusté pour tenir compte de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia.

3) Ces éléments sont des mesures conformes aux IFRS additionnelles. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles» du présent communiqué de presse pour plus de détails.

4) Ces éléments aux fins de comparaison ne sont pas définis selon les IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures.

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité a diminué au cours de la période de trois mois close le 31 décembre 2012 par rapport à la période correspondante de 2011, surtout du fait d'une augmentation des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et à l'unité 3 de la centrale de Genesee et d'une augmentation des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia, le tout en partie contrebalancé par une diminution des interruptions non planifiées à ces dernières centrales.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la capacité a augmenté par rapport à la période correspondante de 2011, surtout du fait de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia, et de la baisse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et à l'unité 3 de la centrale de Genesee, le tout en partie contrebalancé par une augmentation des interruptions planifiées à ces dernières centrales.

La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2012 a diminué de 782 gigawattheures («GWh») en regard de la période correspondante de 2011 en raison de l'augmentation des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et à l'unité 3 de la centrale de Genesee, de la hausse de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia, de la baisse de la demande des clients des CAÉ, de l'accroissement des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia et du recul des volumes d'énergie éolienne, le tout compensé partiellement par la baisse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et à l'unité 3 de la centrale de Genesee, et les réductions liées au marché.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 a diminué de 2 262 GWh en regard de la période correspondante de 2011 en raison de la hausse de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia, de l'augmentation des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et à l'unité 3 de la centrale de Genesee, de la régression de la demande des clients des CAÉ et des réductions liées au marché, le tout compensé partiellement par la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia, le démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keephills, la baisse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et à l'unité 3 de la centrale de Genesee et l'accroissement des volumes des centrales hydroélectriques.

Les interruptions à la centrale thermique de Centralia n'ont pas eu une incidence négative sur nos marges brutes pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011, car nous avons été en mesure de prolonger certaines des interruptions planifiées afin de tirer parti des prix du marché à la baisse pour acheter de l'électricité et ainsi honorer nos contrats d'électricité. La disponibilité de l'ensemble de nos centrales, compte tenu de l'ajustement pour tenir compte des interruptions planifiées prolongées à la centrale de Centralia, a été de 90,0 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 (88,2 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2011).

RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 31 décembre	Exercices clos les 31 décembre
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires en 2011	24	290
Augmentation des marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production	27	45
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché et annulation de désignations du secteur Production	(16)	(199)
Diminution des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques	(27)	(134)
Diminution des charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration	27	52
Diminution (augmentation) de la dotation aux amortissements	14	(27)
Diminution du profit à la vente d'actifs	(13)	(13)
Diminution (augmentation) de l'imputation pour dépréciation d'actifs	3	(307)
Augmentation de la réduction de valeur des stocks nette de la consommation	(5)	(19)
Augmentation des coûts de restructuration	(13)	(13)
Diminution (augmentation) de la charge d'intérêt nette	4	(27)
Diminution de la quote-part du résultat de coentreprises	(8)	(29)
Incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	(254)
Augmentation des dividendes sur actions privilégiées	(6)	(16)
Garantie – MF Global Inc.	18	33
Divers	9	4
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires en 2012	38	(614)

Les marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production, compte non tenu de l'incidence des variations liées à l'évaluation à la valeur du marché, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2012 ont augmenté en regard de la période correspondante de 2011, surtout sous l'effet de la diminution des pénalités en vertu des CAÉ visant les centrales alimentées au charbon en Alberta en raison du recul des prix en Alberta, de la baisse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et à l'unité 3 de la centrale de Genesee et de l'accroissement des marges des centrales hydroélectriques, en partie contrebalancés par une augmentation des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ et à l'unité 3 de la centrale de Genesee et des coûts du charbon défavorables.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production, compte non tenu de l'incidence des variations liées à l'évaluation à la valeur du marché, ont progressé par rapport à la période correspondante de 2011, surtout sous l'effet de la diminution des pénalités en vertu des CAÉ visant les centrales alimentées au charbon en Alberta en raison du recul des prix en Alberta, de l'accroissement des marges des centrales hydroélectriques et de la baisse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et à l'unité 3 de la centrale de Genesee, en partie contrebalancés par une augmentation des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et à l'unité 3 de la centrale de Genesee, des coûts du charbon défavorables et des réductions liées au marché.

Les variations liées à l'évaluation à la valeur du marché ont diminué pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 par rapport aux périodes correspondantes de 2011, en raison de la comptabilisation en 2011 de profits liés à l'évaluation à la valeur du marché plus élevés découlant de certaines relations de couverture de l'électricité jugées inefficaces. Des montants qui ont été ajustés comme des éléments non comparables sont inclus dans ces profits. Se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2011, surtout en raison de l'incidence de conditions météorologiques non prévues, des interruptions aux centrales et des attentes du marché défavorables quant aux prix de l'électricité et du gaz relativement aux positions de négociation détenues.

Pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012, les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration ont diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2011, en raison surtout de la baisse des charges de rémunération par suite des initiatives en matière de productivité et d'une attention continue portée aux coûts.

Pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012, la dotation aux amortissements a reculé en regard de 2011, en raison surtout d'une réduction de la charge d'amortissement découlant de la diminution des actifs amortissables causée par les dépréciations d'actifs et de la variation des durées d'utilité économique des centrales alimentées au charbon, en partie contrebalancées par une augmentation des actifs.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la dotation aux amortissements a grimpé en regard de 2011, en raison surtout d'une augmentation des actifs attribuable en grande partie au démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keephills et à la mise hors service d'immobilisations, annulée en partie par une réduction de la charge d'amortissement découlant de la diminution des actifs amortissables causée par les dépréciations d'actifs et de la variation des durées d'utilité économique des centrales alimentées au charbon.

Le profit à la vente d'actifs pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 a diminué par rapport à 2011 en raison de la vente des centrales de Meridian et de Grande Prairie et d'autres projets de mise en valeur en 2011.

L'imputation pour dépréciation d'actifs pour la période de trois mois close le 31 décembre 2012 a diminué en raison d'une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes à l'égard d'un actif des centrales d'énergies renouvelables en 2011. La dépréciation est le résultat du test de dépréciation annuel fondé sur des estimations de la juste valeur moins les coûts de la vente, découlant des prévisions à long terme et des prix observés sur les marchés.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, l'imputation pour dépréciation d'actifs a augmenté en raison de la comptabilisation d'une imputation à l'égard de la centrale thermique de Centralia en 2012 et des dépréciations plus élevées en 2012 par rapport à 2011 à l'égard d'actifs au sein des centrales d'énergies renouvelables afin de ramener la valeur de ces actifs à leur juste valeur. Les imputations pour dépréciation peuvent être reprises au cours de périodes futures si les flux de trésorerie prévus générés par ces centrales s'améliorent. Rien ne garantit qu'il y aura reprise, et rien n'indique le montant ou le moment de cette reprise, le cas échéant.

La réduction de valeur des stocks comptabilisée au cours de la période de trois mois et de l'exercice clos le 31 décembre 2012 respectivement de 10 millions de dollars et 44 millions de dollars découle d'une faiblesse persistante des prix dans la région du nord-ouest du Pacifique et de la réduction de valeur nette des stocks de charbon du fait de l'annulation de la désignation des couvertures à la centrale thermique de Centralia. En raison de cette annulation, nous n'avons pu inclure ces contrats dans le calcul de la valeur recouvrable nette des stocks. Un avantage de 5 millions de dollars et de 36 millions de dollars pour respectivement la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012, est reflété dans les marges brutes du secteur Production qui découle de la consommation de stocks ayant subi une perte de valeur. De ce montant annuel, une tranche de 25 millions de dollars est considérée comme un élément non comparable étant donné qu'il se rapporte aux stocks qui étaient détenus au moment où la désignation des couvertures a été annulée.

Des coûts de restructuration de 13 millions de dollars ont été engagés au cours de 2012 en raison de la restructuration de nos ressources qui devrait donner lieu à une réduction nette d'environ 165 postes dans le cadre de notre stratégie en cours visant à améliorer continuellement l'excellence opérationnelle et à accélérer la croissance.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2012, la charge d'intérêt nette a reculé comparativement à celle de la période correspondante de 2011, en raison de la baisse des taux d'intérêt et de la hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif, en partie contrebalancées par la progression de l'inefficacité des couvertures.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la charge d'intérêt nette s'est accrue par rapport à 2011, du fait surtout du recul des intérêts incorporés dans le coût de l'actif.

La quote-part du résultat de coentreprises pour la période de trois mois close le 31 décembre 2012 a diminué en regard de 2011 surtout en raison des prix défavorables à CE Generation, LLC («CE Gen»).

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la quote-part du résultat de coentreprises a diminué par rapport à la période correspondante de 2011 en raison d'une augmentation des interruptions non planifiées et des prix défavorables à CE Gen.

Au cours du deuxième trimestre de 2012, les résultats de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance ont été publiés et comptabilisés.

Les dividendes sur actions privilégiées pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 ont progressé par rapport aux périodes correspondantes de 2011, le nombre d'actions privilégiées en circulation ayant été plus élevé au cours de 2012.

En 2011, une provision de 18 millions de dollars à l'égard d'une garantie a été constituée relativement à la garantie au titre de MF Global Inc. en raison du recouvrement incertain de celle-ci. Au cours de 2012, nous avons vendu nos créances au titre de MF Global Inc. relativement à la remise d'une garantie, ce qui a donné lieu à un profit de 15 millions de dollars.

FONDS PROVENANT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES ET FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES

Les fonds provenant des activités opérationnelles pour la période de trois mois close le 31 décembre 2012 ont augmenté de 16 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2011, résultat surtout de l'amélioration du résultat net du fait de la progression des résultats du secteur Production et de la réduction des charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration principalement contrebalancée par les pertes du secteur Opérations sur les produits énergétiques, après ajustement pour tenir compte des éléments sans effet de trésorerie, et des pertes essentiellement latentes découlant des activités de gestion du risque.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les fonds provenant des activités opérationnelles ont diminué de 33 millions de dollars en regard de 2011, surtout en raison de la baisse du résultat net, qui découle surtout de la diminution de la marge brute du secteur Opérations sur les produits énergétiques et de l'augmentation des interruptions planifiées du secteur Production, compte non tenu de l'incidence sur le résultat de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

Les flux de trésorerie disponibles pour la période de trois mois close le 31 décembre 2012 ont augmenté de 22 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2011 en raison de l'augmentation des fonds provenant des activités opérationnelles et de la baisse des dividendes en espèces versés découlant d'une hausse du taux de participation au régime de réinvestissement de

dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié^{MC} (le «régime»), en partie neutralisées par les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité plus élevées et les dividendes en espèces accrus versés sur les actions privilégiées.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les flux de trésorerie disponibles, compte non tenu de l'incidence sur le résultat de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, ont reculé de 100 millions de dollars par rapport à 2011 du fait d'une diminution des fonds provenant des activités opérationnelles et d'une hausse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses liées à la productivité, en partie contrebalancées par une baisse des dividendes en espèces versés découlant d'une augmentation du taux de participation au régime. Une partie importante des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses liées à la productivité engagées en 2012 est liée à des travaux d'entretien planifié d'envergure plus complets effectués principalement aux unités 1 et 2 de la centrale de Keephills, y compris le remplacement de composantes importantes qui ne devraient plus être remplacées pendant la durée de vie résiduelle de la centrale.

ÉVÉNEMENTS ULTÉRIEURS

Centrale thermique de Centralia

Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat en vertu duquel la centrale thermique de Centralia fournira de l'électricité à Puget Sound Energy («PSE») pendant 11 ans. Le contrat commence en 2014 et se poursuit jusqu'en 2025, année où la centrale devra cesser ses activités en vertu du projet de loi intitulé *TransAlta Energy Bill* (le «projet de loi») signé le 23 décembre 2011. En vertu du contrat, PSE a pris l'engagement ferme d'acheter 180 mégawatts («MW») de charge de base à compter de décembre 2014. En décembre 2015, la charge de base augmentera pour passer à 280 MW et, à partir de décembre 2016 jusqu'en décembre 2024, à 380 MW. Au cours du dernier exercice, le volume sous contrat sera de 300 MW. Le contrat a été approuvé le 9 janvier 2013, sous certaines conditions, par la Washington Utilities and Transportation Commission («WUTC»). Le 23 janvier 2013, il a été annoncé que PSE avait déposé une requête de réexamen de certaines conditions stipulées dans la décision émise par la WUTC. Le 5 février 2013, la WUTC a accordé une extension de 30 jours à la requête et a indiqué qu'elle rendra sa décision au plus tard le 29 mars 2013.

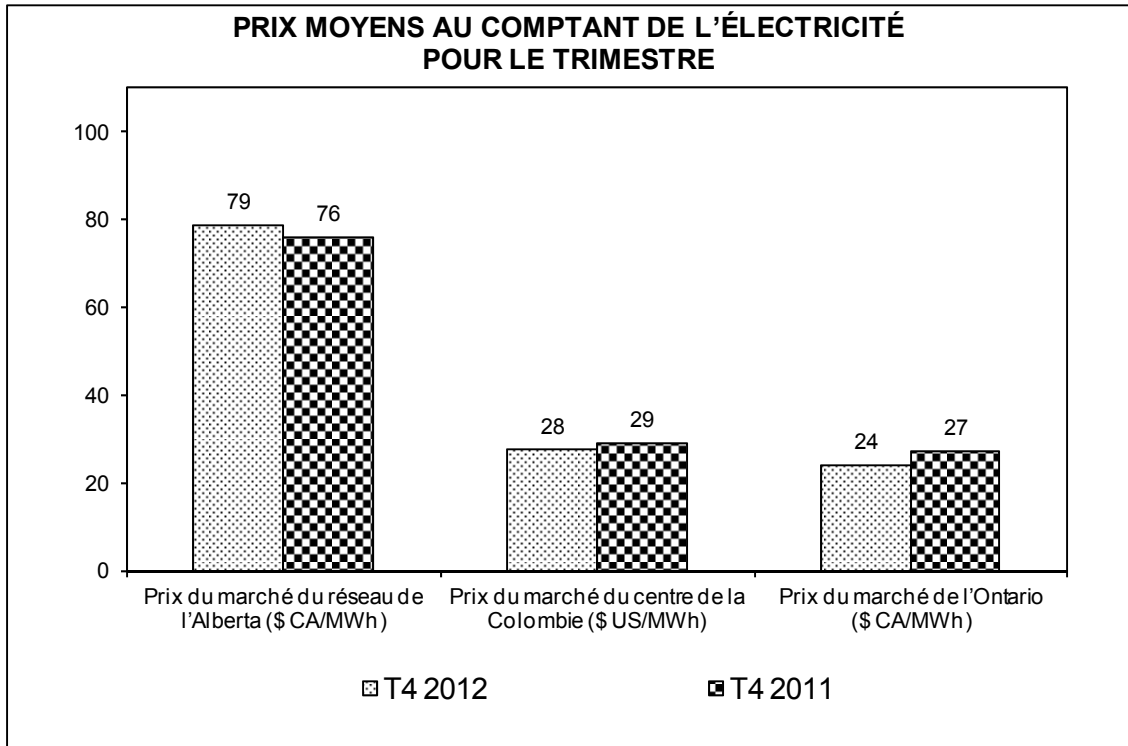
CONTEXTE D'AFFAIRES

Nous exerçons nos activités dans divers contextes d'affaires afin de produire de l'électricité, de trouver des acheteurs pour l'énergie que nous produisons et d'assurer le transport de cette énergie. Les principaux marchés au sein desquels nous exerçons nos activités sont l'ouest du Canada, l'ouest des États-Unis et l'est du Canada. Pour une description plus détaillée des régions où nous évoluons ainsi que de l'incidence des prix de l'électricité et du gaz naturel sur nos résultats financiers, se reporter à notre rapport de gestion annuel de 2012.

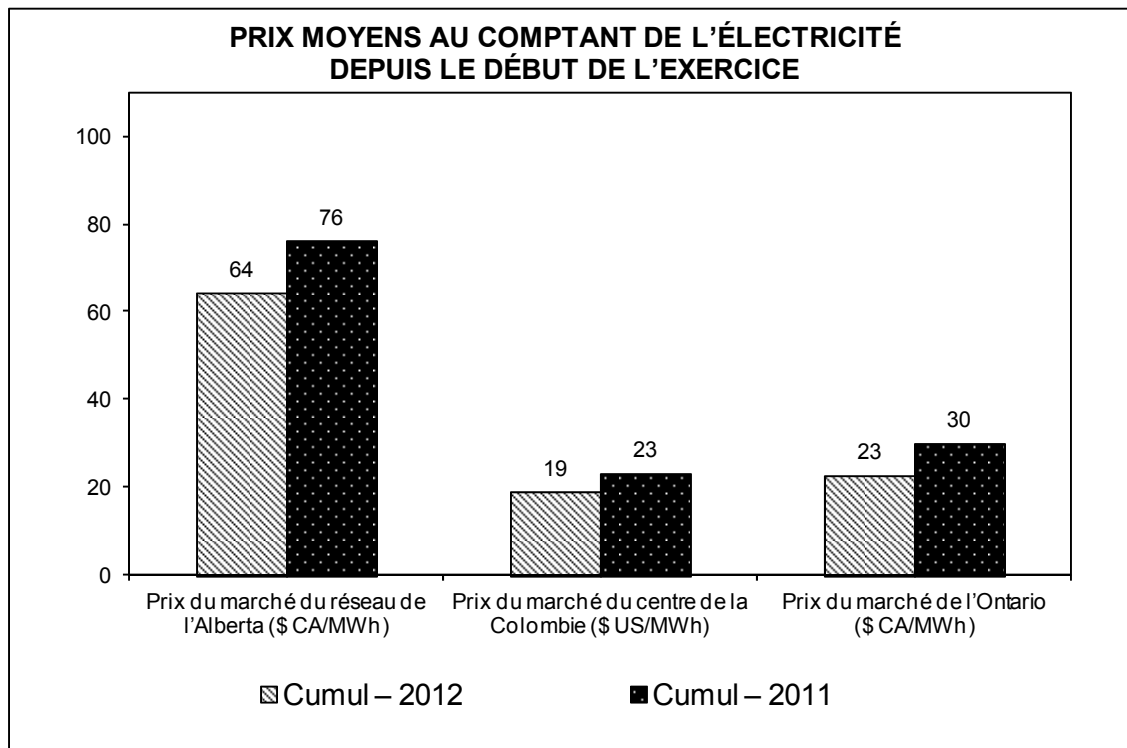
Prix de l'électricité

Veillez vous reporter à la rubrique «Contexte d'affaires» de notre rapport de gestion annuel de 2012 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et de l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités, et de notre stratégie de couverture du risque lié aux variations de ces prix.

Les prix moyens au comptant de l'électricité pour les périodes de trois mois et les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011 sur nos trois principaux marchés sont présentés dans le graphique suivant.



Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2012, les prix moyens au comptant ont augmenté en Alberta par rapport à la période correspondante de 2011 en raison de l'augmentation de la demande. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les prix moyens au comptant ont reculé du fait de la baisse de la demande attribuable aux conditions météorologiques et de l'augmentation de la production d'énergie éolienne. Les prix moyens au comptant en Ontario ont baissé en regard de 2011 en raison du recul des prix du gaz naturel et de l'augmentation de l'offre découlant de la remise en service de centrales à la suite d'interruptions prolongées au cours du trimestre.



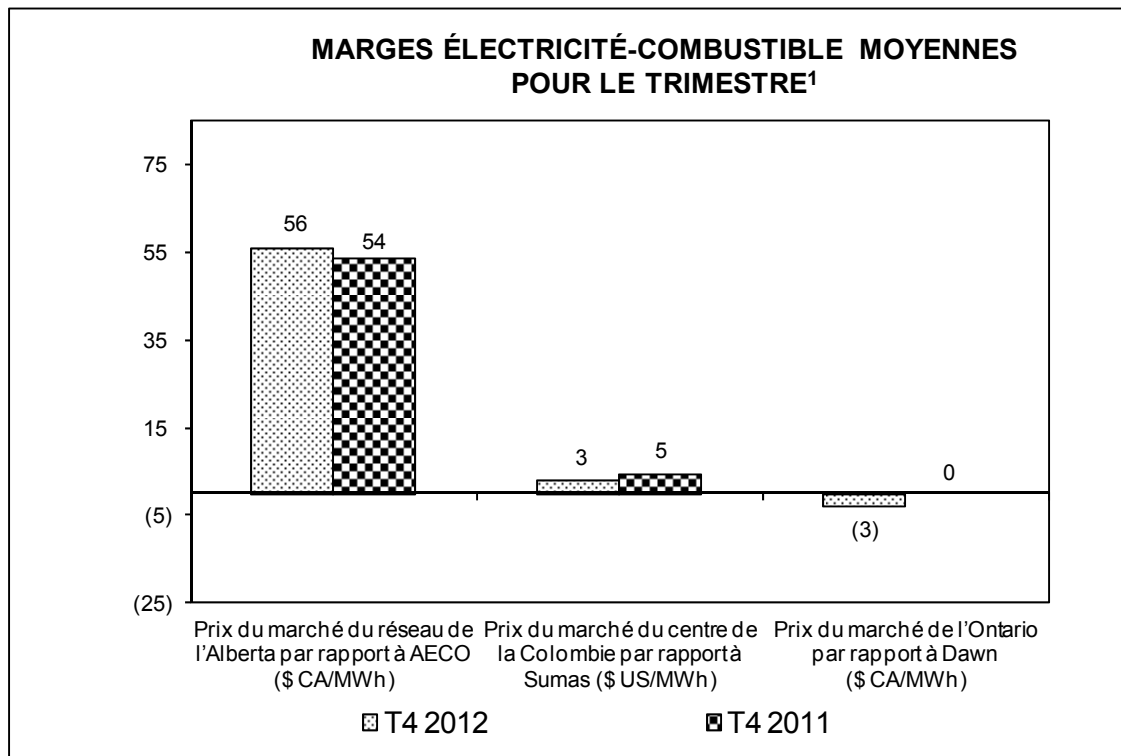
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les prix moyens au comptant des trois marchés ont baissé par rapport à la période correspondante de 2011 en partie en raison du recul des prix du gaz naturel. En Alberta, les prix au comptant ont également diminué du fait de l'augmentation globale de la disponibilité. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les prix au comptant ont été moins élevés sous l'effet de l'augmentation de la production d'énergie éolienne et hydroélectrique. Les prix au comptant en Ontario ont également diminué en regard de 2011 du fait de l'augmentation de l'offre découlant de la remise en service de centrales.

En 2013, les prix de l'électricité en Alberta devraient être plus bas qu'en 2012 en raison d'un nombre moins élevé de révisions générales prévues et d'une augmentation de la capacité découlant d'installations de production additionnelles mises en service, contrebalancés en partie par la croissance de la charge. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons des prix légèrement plus élevés qu'en 2012; cependant, l'ensemble des prix demeurera faible en raison des bas prix du gaz naturel et d'un ralentissement de la croissance de la charge.

Marges électricité-combustible

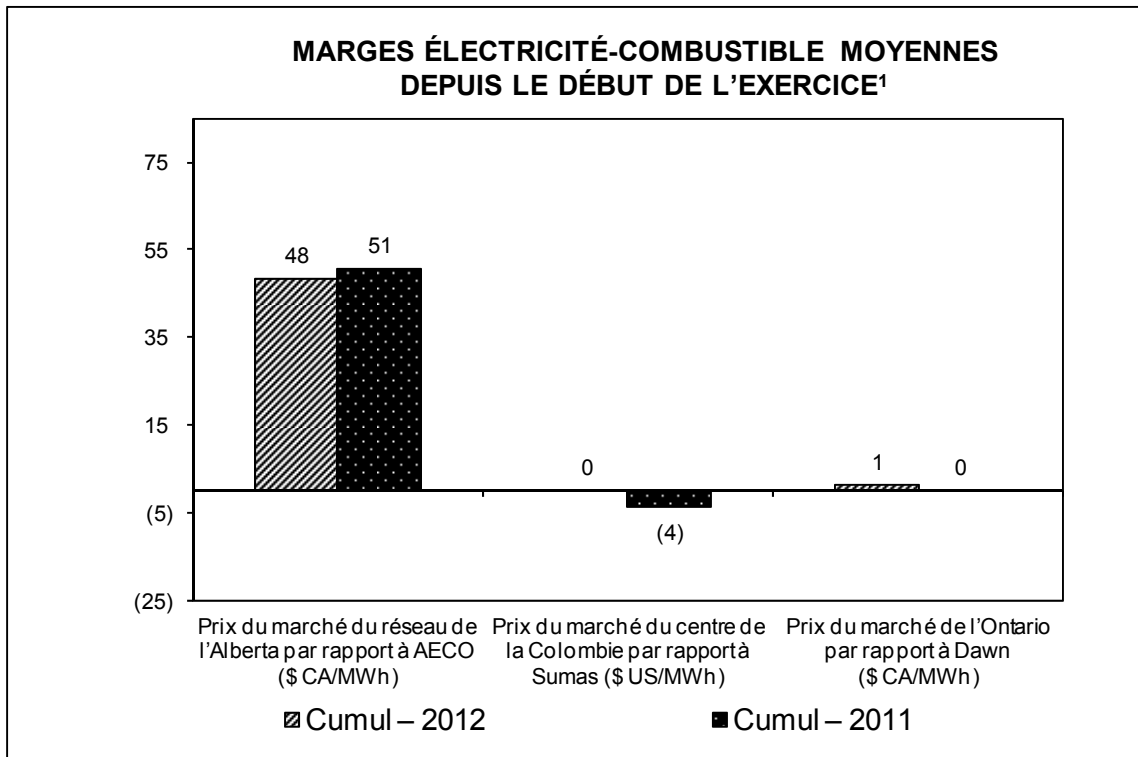
Voir la rubrique «Contexte d'affaires» de notre rapport de gestion annuel de 2012 pour une analyse complète des marges électricité-combustible et de leur incidence sur nos activités.

Les marges électricité-combustible moyennes pour les périodes de trois mois et les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011 sur nos trois principaux marchés sont présentées dans les graphiques suivants.



1) Pour une centrale consommant 7 000 unités thermiques anglaises («BTU») par kilowattheure («KWh») de chaleur.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2012, les marges électricité-combustible moyennes ont grimpé en Alberta par rapport à la période correspondante de 2011 sous l'effet de l'augmentation des prix de l'électricité. Dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, les marges électricité-combustible moyennes ont diminué par suite du fléchissement des prix de l'électricité en regard de 2011.



1) Pour une centrale consommant 7 000 BTU/KWh de chaleur.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, les marges électricité-combustible moyennes en Alberta ont diminué par rapport à la période correspondante de 2011 en raison du recul des prix de l'électricité. Dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, les marges électricité-combustible moyennes ont augmenté par suite du fléchissement des prix du gaz naturel en regard de 2011. La baisse des prix du gaz naturel a été plus importante que celle des prix au comptant dans le nord-ouest du Pacifique et en Ontario, ce qui a mené à l'augmentation de la marge électricité-combustible par rapport à 2011.

ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS

Les résultats opérationnels de nos secteurs se présentent comme suit :

Trois mois clos le 31 décembre 2012	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	648	13	-	661
Combustible et achats d'électricité	263	-	-	263
Marge brute	385	13	-	398
Activités opérationnelles, entretien et administration	92	8	18	118
Amortissement	114	-	5	119
Réduction de valeur des stocks	10	-	-	10
Coûts de restructuration	5	-	8	13
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	5	-	1	6
Répartition des coûts intersectoriels	3	(3)	-	-
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	156	8	(32)	132
Produits tirés des contrats de location-financement	11	-	-	11
Quote-part de la perte de coentreprises	(10)	-	-	(10)
Perte de change				(2)
Charge d'intérêt nette				(60)
Résultat avant impôts sur le résultat				71

Trois mois clos le 31 décembre 2011	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	661	40	-	701
Combustible et achats d'électricité	292	-	-	292
Marge brute	369	40	-	409
Activités opérationnelles, entretien et administration	110	16	19	145
Amortissement	127	-	6	133
Imputation pour dépréciation d'actifs	3	-	-	3
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	6	-	-	6
Répartition des coûts intersectoriels	2	(2)	-	-
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	121	26	(25)	122
Produits tirés des contrats de location-financement	2	-	-	2
Quote-part de la perte de coentreprises	(2)	-	-	(2)
Profit à la vente d'actifs	13	-	-	13
Provision à l'égard d'une garantie	-	(18)	-	(18)
Perte de change				(3)
Charge d'intérêt nette				(64)
Résultat avant impôts sur le résultat				50

Exercice clos le 31 décembre 2012	Opérations sur les produits énergétiques			Total
	Production		Siège social	
Produits des activités ordinaires	2 259	3	-	2 262
Combustible et achats d'électricité	809	-	-	809
Marge brute	1 450	3	-	1 453
Activités opérationnelles, entretien et administration	384	28	81	493
Amortissement	489	-	20	509
Imputation pour dépréciation d'actifs	324	-	-	324
Réduction de valeur des stocks	44	-	-	44
Coûts de restructuration	5	-	8	13
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	27	-	1	28
Répartition des coûts intersectoriels	13	(13)	-	-
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	164	(12)	(110)	42
Produits tirés des contrats de location-financement	16	-	-	16
Quote-part de la perte de coentreprises	(15)	-	-	(15)
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(254)	-	-	(254)
Profit à la vente d'actifs	3	-	-	3
Profit à la vente d'une garantie	-	15	-	15
Autres produits				1
Perte de change				(9)
Charge d'intérêt nette				(242)
Perte avant impôts sur le résultat				(443)

Exercice clos le 31 décembre 2011	Opérations sur les produits énergétiques			Total
	Production		Siège social	
Produits des activités ordinaires	2 526	137	-	2 663
Combustible et achats d'électricité	947	-	-	947
Marge brute	1 579	137	-	1 716
Activités opérationnelles, entretien et administration	419	43	83	545
Amortissement	460	1	21	482
Imputation pour dépréciation d'actifs	17	-	-	17
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	27	-	-	27
Répartition des coûts intersectoriels	8	(8)	-	-
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	648	101	(104)	645
Produits tirés des contrats de location-financement	8	-	-	8
Quote-part du résultat de coentreprises	14	-	-	14
Profit à la vente d'actifs	16	-	-	16
Provision à l'égard d'une garantie	-	(18)	-	(18)
Autres produits				2
Perte de change				(3)
Charge d'intérêt nette				(215)
Résultat avant impôts sur le résultat				449

PRODUCTION : TransAlta détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des centrales alimentées au gaz naturel et au charbon, ainsi que des activités minières connexes au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les produits du secteur Production et le taux de rentabilité globale sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau. Pour une liste complète de nos actifs de production et de nos régions d'exploitation, voir la rubrique « Tableau récapitulatif des centrales » dans notre rapport de gestion annuel de 2012.

Activités de production : En 2012, nous avons terminé les travaux visant à accroître la capacité nominale aux unités 1 et 2 de la centrale de Keephills, qui, selon nos estimations, devraient ajouter une capacité supplémentaire de 26 MW à ces unités. Nous avons également achevé l'accroissement de la capacité nominale de l'unité 3 de la centrale de Sundance, lequel ajoutera une capacité prévue de 15 MW à cette centrale. Même si l'accroissement de la capacité nominale est achevé à l'unité 3 de la centrale de Sundance, l'augmentation de la capacité en découlant ne se concrétisera pas tant que le stator de la génératrice ne sera pas remplacé. Voir la rubrique « Événements importants » du rapport de gestion annuel de 2012 pour plus de détails sur ces éléments. Au 31 décembre 2012, nos actifs de production affichaient une capacité de production brute¹ de 8 200 MW en activité (participation nette de 7 858 MW) et une capacité de production nette de 68 MW en construction et une capacité de 560 MW en remise en état pour ce qui est du grand projet des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. L'information suivante exclut les actifs qui sont comptabilisés comme un contrat de location-financement ou selon la méthode de la mise en équivalence, qui sont abordés séparément dans l'analyse du secteur Production.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

	2012			2011		
	Total	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison ²	Par MWh installé	Total aux fins de comparaison ²	Par MWh installé
Trois mois clos les 31 décembre						
Produits des activités ordinaires	648	14	662	36,56	659	36,52
Combustible et achats d'électricité	263	5	268	14,80	292	16,18
Marge brute	385	9	394	21,76	367	20,34
Activités opérationnelles, entretien et administration	92	-	92	5,08	109	6,04
Amortissement	114	-	114	6,30	127	7,04
Réduction de valeur des stocks	10	-	10	0,55	-	-
Coûts de restructuration	5	(5)	-	-	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	5	-	5	0,28	6	0,33
Répartition des coûts intersectoriels	3	-	3	0,17	2	0,11
Produits opérationnels	156	14	170	9,38	123	6,82
Capacité installée (GWh)	18 106		18 106		18 047	
Production (GWh)	10 373		10 373		11 158	
Disponibilité (%)	89,0		89,0		90,2	

1) Nous mesurons la capacité comme la capacité maximale nette (voir le glossaire pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes de l'industrie. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et opérationnelle.

2) Les chiffres comparatifs ne sont pas définis selon les IFRS. Voir la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent communiqué de presse pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

Exercices clos les 31 décembre	2012				2011	
	Total	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison	Par MWh installé	Total aux fins de comparaison	Par MWh installé
Produits des activités ordinaires	2 259	72	2 331	32,36	2 399	33,94
Combustible et achats d'électricité	809	25	834	11,58	947	13,40
Marge brute	1 450	47	1 497	20,78	1 452	20,54
Activités opérationnelles, entretien et administration	384	(3)	381	5,29	413	5,84
Amortissement	489	-	489	6,79	456	6,45
Imputation pour dépréciation d'actifs	324	(324)	-	-	-	-
Réduction de valeur des stocks	44	(25)	19	0,26	-	-
Coûts de restructuration	5	(5)	-	-	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	27	-	27	0,37	27	0,38
Répartition des coûts intersectoriels	13	-	13	0,18	8	0,11
Produits opérationnels	164	404	568	7,89	548	7,76
Capacité installée (GWh)	72 028		72 028		70 681	
Production (GWh)	36 700		36 700		38 911	
Disponibilité (%)	88,1		88,1		84,8	

Activités de production et marges brutes aux fins de comparaison

Les volumes de production, les produits des activités ordinaires aux fins de comparaison, les coûts du combustible et des achats d'électricité, et les marges brutes aux fins de comparaison d'après les régions géographiques et les types de combustible se présentent comme suit.

Trois mois clos le 31 décembre 2012	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité	Marge brute aux fins de comparaison	Produits aux fins de comparaison par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute aux fins de comparaison par MWh installé
Charbon	5 285	7 082	253	128	125	35,72	18,07	17,65
Gaz	675	786	36	7	29	45,80	8,91	36,89
Énergies renouvelables	716	2 953	64	2	62	21,67	0,68	20,99
Total – Ouest du Canada	6 676	10 821	353	137	216	32,62	12,66	19,96
Gaz	838	1 656	99	45	54	59,78	27,17	32,61
Énergies renouvelables	431	1 458	43	2	41	29,49	1,37	28,12
Total – Est du Canada	1 269	3 114	142	47	95	45,60	15,09	30,51
Charbon	2 090	2 961	127	67	60	42,89	22,63	20,26
Gaz	338	1 210	40	17	23	33,06	14,05	19,01
Total – International	2 428	4 171	167	84	83	40,04	20,14	19,90
	10 373	18 106	662	268	394	36,56	14,80	21,76

Trois mois clos le 31 décembre 2011	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité	Marge brute aux fins de comparaison	Produits aux fins de comparaison par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute aux fins de comparaison par MWh installé
Charbon	5 418	7 022	214	116	98	30,48	16,52	13,96
Gaz	691	786	32	8	24	40,71	10,18	30,53
Énergies renouvelables	815	2 953	65	3	62	22,01	1,02	20,99
Total – Ouest du Canada	6 924	10 761	311	127	184	28,90	11,80	17,10
Gaz	855	1 656	102	47	55	61,59	28,38	33,21
Énergies renouvelables	486	1 459	48	2	46	32,90	1,37	31,53
Total – Est du Canada	1 341	3 115	150	49	101	48,15	15,73	32,42
Charbon	2 552	2 956	168	107	61	56,83	36,20	20,63
Gaz	341	1 215	30	9	21	24,69	7,41	17,28
Total – International	2 893	4 171	198	116	82	47,47	27,81	19,66
	11 158	18 047	659	292	367	36,52	16,18	20,34

Exercice clos le 31 décembre 2012	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité	Marge brute aux fins de comparaison	Produits aux fins de comparaison par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute aux fins de comparaison par MWh installé
Charbon	20 265	28 168	985	439	546	34,97	15,59	19,38
Gaz	2 558	3 128	116	22	94	37,08	7,03	30,05
Énergies renouvelables	3 453	11 748	226	11	215	19,24	0,94	18,30
Total – Ouest du Canada	26 276	43 044	1 327	472	855	30,83	10,97	19,86
Gaz	3 835	6 588	370	166	204	56,16	25,20	30,96
Énergies renouvelables	1 486	5 802	145	7	138	24,99	1,21	23,78
Total – Est du Canada	5 321	12 390	515	173	342	41,57	13,96	27,61
Charbon	3 736	11 780	367	150	217	31,15	12,73	18,42
Gaz	1 367	4 814	122	39	83	25,34	8,10	17,24
Total – International	5 103	16 594	489	189	300	29,47	11,39	18,08
	36 700	72 028	2 331	834	1 497	32,36	11,58	20,78

Exercice clos le 31 décembre 2011	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité	Marge brute aux fins de comparaison	Produits aux fins de comparaison par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute aux fins de comparaison par MWh installé
Charbon	21 475	26 846	863	379	484	32,15	14,12	18,03
Gaz	2 588	3 282	118	33	85	35,95	10,05	25,90
Énergies renouvelables	3 237	11 645	220	11	209	18,89	0,94	17,95
Total – Ouest du Canada	27 300	41 773	1 201	423	778	28,75	10,13	18,62
Gaz	3 578	6 570	410	219	191	62,40	33,33	29,07
Énergies renouvelables	1 521	5 790	147	7	140	25,39	1,21	24,18
Total – Est du Canada	5 099	12 360	557	226	331	45,06	18,28	26,78
Charbon	5 135	11 742	520	261	259	44,29	22,23	22,06
Gaz	1 377	4 806	121	37	84	25,18	7,70	17,48
Total – International	6 512	16 548	641	298	343	38,74	18,01	20,73
	38 911	70 681	2 399	947	1 452	33,94	13,40	20,54

Ouest du Canada

Nos actifs situés dans l'ouest du Canada comprennent des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2012 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'ouest du Canada.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 31 décembre (GWh)	Exercices clos les 31 décembre (GWh)
Production de 2011	6 924	27 300
Hausse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	(219)	(1 415)
Baisse de la demande de la clientèle des CAÉ	(187)	(1 200)
Réductions liées au marché	74	(272)
Hausse des interruptions planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee	(219)	(219)
Diminution des volumes d'énergie éolienne	(93)	(112)
Démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keephills	-	1 063
Diminution des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	75	482
(Diminution) hausse des volumes d'hydroélectricité	(6)	327
Baisse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee	278	164
Hausse de la production liée à l'accroissement de la capacité nominale	68	93
(Diminution) hausse de la production des centrales alimentées au gaz naturel	(16)	58
Divers	(3)	7
Production de 2012	6 676	26 276

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute aux fins de comparaison pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 31 décembre	Exercices clos les 31 décembre
Marge brute aux fins de comparaison de 2011	184	778
Prix liés principalement aux pénalités versées et recouvrées en vertu des centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	38	69
Démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keephills et accroissement de la capacité nominale	3	53
Hausse des marges des centrales hydroélectriques	11	51
Baisse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	6	42
Baisse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee	15	9
Hausse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	(19)	(74)
Prix du charbon défavorables	(15)	(38)
Hausse des interruptions planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee	(12)	(12)
Réductions liées au marché	3	(12)
Diminution des volumes d'énergie éolienne	(5)	(7)
Divers	7	(4)
Marge brute aux fins de comparaison de 2012	216	855

Est du Canada

Nos actifs situés dans l'est du Canada comprennent des centrales alimentées au gaz naturel, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2012 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'est du Canada.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 31 décembre (GWh)	Exercices clos les 31 décembre (GWh)
Production de 2011	1 341	5 099
Conditions de marché (défavorables) favorables aux centrales alimentées au gaz naturel	(17)	257
Diminution des volumes d'énergie éolienne	(54)	(19)
Divers	(1)	(16)
Production de 2012	1 269	5 321

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 31 décembre	Exercices clos les 31 décembre
Marge brute de 2011	101	331
Coûts favorables des intrants au titre du gaz naturel faisant l'objet de contrats	-	14
Diminution des volumes d'énergie éolienne	(5)	(3)
Divers	(1)	-
Marge brute de 2012	95	342

International

Nos actifs du secteur International comprennent les actifs des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel et des centrales hydroélectriques à divers emplacements aux États-Unis ainsi que les actifs alimentés au gaz naturel et au diesel en Australie. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2012 pour de plus amples renseignements sur nos activités du secteur International.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 31 décembre (GWh)	Exercices clos les 31 décembre (GWh)
Production de 2011	2 893	6 512
Hausse de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia	(358)	(3 764)
(Hausse) baisse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia	(101)	2 372
Divers	(6)	(17)
Production de 2012	2 428	5 103

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute aux fins de comparaison pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 31 décembre	Exercices clos les 31 décembre
Marge brute aux fins de comparaison de 2011	82	343
Prix favorables (défavorables), y compris les marges sur les achats d'électricité	2	(41)
Taux de change défavorables	(2)	(1)
Divers	1	(1)
Marge brute aux fins de comparaison de 2012	83	300

Les interruptions à la centrale thermique de Centralia n'ont pas eu une incidence négative sur nos marges brutes pour les périodes de trois mois et les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011, car nous avons été en mesure de prolonger certaines des interruptions planifiées afin de tirer parti des prix du marché à la baisse pour acheter de l'électricité et ainsi honorer nos contrats d'électricité. La disponibilité de l'ensemble de nos centrales, compte tenu de l'ajustement pour les interruptions planifiées prolongées à la centrale de Centralia, a été de 90,0 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 (88,2 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2011).

Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration

Pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012, les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration ont diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2011, en raison surtout de la baisse des charges de rémunération par suite des initiatives en matière de productivité et de l'attention continue portée aux coûts.

Dotations aux amortissements

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la dotation aux amortissements pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 31 décembre	Exercices clos les 31 décembre
Dotations aux amortissements de 2011	127	460
Augmentation des actifs	5	37
Démantèlement d'immobilisations	(1)	17
Incidence des dépréciations d'actifs	(9)	(17)
Modification de la durée d'utilité économique ¹	(6)	(12)
Divers	(2)	4
Dotations aux amortissements de 2012	114	489

¹) Par suite des modifications apportées à la réglementation fédérale canadienne qui exige que les centrales alimentées au charbon cessent leurs activités après un maximum de 50 ans d'exploitation. Le projet de règlement précédent proposait la fermeture des installations après 45 ans.

Imputation pour dépréciation d'actifs

Centrale thermique de Centralia

En 2011, le projet de loi a été promulgué dans l'État de Washington. Le projet de loi et le protocole d'entente signé le 23 décembre 2011 établissent un cadre en vue de la transition de l'énergie produite à la centrale thermique de Centralia d'ici 2025. Le projet de loi et le protocole d'entente comprennent des éléments clés concernant notamment le calendrier de l'interruption des activités aux unités et la levée de restrictions sur les modalités des contrats d'électricité que nous pouvons conclure.

Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé qu'un contrat d'électricité à long terme avait été conclu dans le but de fournir de l'électricité à partir de décembre 2014 jusqu'à ce que la centrale thermique de Centralia soit entièrement démantelée en 2025. Se reporter à la rubrique «Événements ultérieurs» du présent communiqué de presse pour plus de détails. Par conséquent, nous avons achevé une évaluation visant à déterminer si la valeur comptable de la centrale était recouvrable selon une estimation de la juste valeur moins les coûts de la vente. La juste valeur a été établie à partir des flux de trésorerie futurs devant être générés par les activités de la centrale et déterminés par les prix figurant dans le contrat et observés sur le marché. Cela a donné lieu à une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 347 millions de dollars qui a été incluse dans le secteur Production.

En plus de l'imputation pour dépréciation, des actifs d'impôt différé de 169 millions de dollars ont été sortis du bilan, puisqu'il n'est plus probable que nos activités aux États-Unis génèrent un résultat imposable suffisant pour nous permettre d'utiliser l'avantage associé aux actifs d'impôt différé.

Le résultat aux fins de comparaison a été ajusté pour tenir compte de l'incidence cumulative de 516 millions de dollars liée à la dépréciation de la centrale et à la sortie du bilan des actifs d'impôt différé. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent communiqué de presse.

Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

Au cours de 2012, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation nette avant impôts et taxes de 2 millions de dollars, constituée d'une imputation de 43 millions de dollars au deuxième trimestre découlant de la conclusion de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et d'une reprise de 41 millions de dollars au troisième trimestre par suite des années additionnelles d'activités marchandes qui devraient être réalisées aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance en raison des récentes modifications apportées aux règlements fédéraux canadiens. Les pertes de valeur et les reprises sont incluses dans le secteur Production.

Énergies renouvelables

Au cours de 2012, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 18 millions de dollars relativement à cinq actifs au sein des centrales d'énergies renouvelables. Les dépréciations sont le résultat du test de dépréciation annuel fondé sur des estimations de la juste valeur moins les coûts de la vente, découlant des prévisions à long terme et des prix observés sur les marchés. Les actifs ont été dépréciés surtout en raison des attentes quant à une baisse des prix du marché. Ces pertes de valeur ont été incluses dans le secteur Production.

Reprises

Comme le démontre la reprise au titre des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance présentée ci-dessus, les imputations pour dépréciation peuvent être reprises au cours de périodes futures si les flux de trésorerie prévus générés par les centrales touchées s'améliorent. La diminution des actifs d'impôt différé peut aussi être reprise si le résultat imposable estimé qui devrait être généré par nos établissements aux États-Unis, y compris la centrale thermique de Centralia, s'améliore. Rien ne garantit qu'il y aura reprise, et rien n'indique le montant ou le moment de cette reprise, le cas échéant.

Contrats de location-financement

Solomon

Le 28 septembre 2012, nous avons annoncé la conclusion de l'acquisition auprès de Fortescue Metals Group Ltd. («Fortescue») de sa centrale alimentée au gaz naturel et au diesel de Solomon de 125 MW située en Australie-Occidentale au coût de 318 millions de dollars américains. La centrale et le contrat d'achat d'électricité (le «contrat») connexe sont comptabilisés comme un contrat de location-financement. La centrale est actuellement en construction et devrait être mise en service au cours du premier semestre de 2013.

Fort Saskatchewan

Fort Saskatchewan est une centrale alimentée au gaz naturel ayant une capacité de production brute de 118 MW, dans laquelle TransAlta Cogeneration, L.P. possède une participation de 60 % (participation nette de 35 MW). Les principales données sur les activités opérationnelles, ajustées pour tenir compte de notre participation dans la centrale de Fort Saskatchewan, que nous continuons d'exploiter, sont résumées ci-après :

	Trois mois clos les		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Disponibilité (%)	103,7	100,4	92,0	98,1
Production (GWh)	138	130	470	481

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 décembre 2012 a augmenté par rapport à la même période de 2011 en raison d'une diminution des interruptions planifiées et non planifiées.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la disponibilité a diminué en regard de 2011 surtout du fait de l'augmentation des interruptions planifiées.

La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2012 a augmenté de 8 GWh comparativement à la période correspondante de 2011 en raison d'une diminution des interruptions planifiées et non planifiées et de la hausse de la demande des clients.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la production a diminué de 11 GWh en regard de 2011, du fait de la hausse des interruptions planifiées, en partie contrebalancée par l'augmentation de la demande des clients.

Total des produits tirés des contrats de location-financement

Le total des produits tirés des contrats de location-financement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 a augmenté respectivement de 9 millions de dollars et 8 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2011 du fait des paiements que nous avons reçus à compter d'octobre 2012 en vertu du contrat conclu avec Fortescue.

Se reporter à la *note 9* des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2012 pour des renseignements additionnels sur les contrats de location-financement de la centrale de Fort Saskatchewan et de la centrale de Solomon.

Placements

Notre participation dans les coentreprises CE Gen et Wailuku River Hydroelectric, L.P., qui comprend les centrales géothermiques, les centrales alimentées au gaz naturel et les centrales hydroélectriques à divers emplacements aux États-Unis, dont la capacité de production brute atteint 839 MW (participation nette de 390 MW), est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Le tableau qui suit résume les principales données sur les activités opérationnelles, ajustées pour tenir compte de notre participation dans ces placements :

	Trois mois clos les		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Disponibilité (%)	93,8	90,5	94,2	94,9
Production (GWh)				
Gaz	90	24	380	308
Énergies renouvelables	279	350	1 200	1 312
Total de la production	369	374	1 580	1 620

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 décembre 2012 a augmenté par rapport à la même période de 2011 en raison d'une diminution des interruptions planifiées.

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 a diminué par rapport à la même période de 2011 en raison d'une augmentation des interruptions non planifiées.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2012, la production a diminué en regard de 2011, ce qui s'explique par un recul de la demande des clients, annulé en partie par des interruptions non planifiées moins nombreuses.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la production a diminué par rapport à la même période de 2011 en raison d'une augmentation des interruptions non planifiées et d'une baisse de la demande des clients.

La quote-part du résultat de coentreprises pour la période de trois mois close le 31 décembre 2012 a diminué de 8 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2011 surtout en raison des prix défavorables.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, la quote-part du résultat de coentreprises a diminué de 29 millions de dollars par rapport à 2011 en raison d'une augmentation des interruptions non planifiées et des prix défavorables.

Depuis 2001, une partie importante des centrales de CE Gen est exploitée en vertu de contrats à un prix de l'énergie fixe modifié. Avec prise d'effet le 1^{er} mai 2012, les modalités des contrats sont remplacées par une clause d'ajustement de prix selon laquelle le prix de l'électricité payé par l'acheteur d'électricité correspond au coût évité à court terme («CECT»). Le CECT est lié au prix du gaz naturel. Rien ne garantit que les prix fondés sur le coût évité de l'énergie après le 1^{er} mai 2012 donneront lieu à des produits équivalant à ceux qui sont réalisés selon la structure de prix de l'énergie fixe.

Se reporter à la *note 10* de nos états financiers consolidés audités dans le rapport annuel de 2012 pour des renseignements additionnels sur nos placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.

OPÉRATIONS SUR LES PRODUITS ÉNERGÉTIQUES : *Ce secteur tire ses produits du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et d'instruments dérivés liés à l'énergie. L'atteinte de marges brutes tout en demeurant dans les limites de la valeur à risque («VaR») est une mesure clé du secteur Opérations sur les produits énergétiques. Se reporter à l'analyse de la VaR et des positions de négociation à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport de gestion annuel de 2012 pour plus de détails sur la VaR.*

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques utilise des contrats dont la durée varie pour l'achat et la vente à terme d'électricité et l'achat et la vente de gaz naturel et de capacité de transport. Si les activités sont menées pour le compte du secteur Production, les résultats de ces activités sont compris dans ce secteur.

Pour une analyse plus approfondie des activités du secteur Opérations sur les produits énergétiques, se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» de notre rapport de gestion annuel de 2012.

Les résultats du secteur Opérations sur les produits énergétiques, y compris ceux des activités de négociation présentées à leur montant net, sont comme suit :

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Produits des activités ordinaires	13	40	3	137
Combustible et achats d'électricité	-	-	-	-
Marge brute	13	40	3	137
Activités opérationnelles, entretien et administration	8	16	28	43
Amortissement	-	-	-	1
Répartition des coûts intersectoriels	(3)	(2)	(13)	(8)
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	8	26	(12)	101

Pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2011, surtout en raison de l'incidence de conditions météorologiques non prévues, des interruptions aux centrales électriques et des attentes du marché défavorables quant aux prix de l'électricité et du gaz relativement aux positions de négociation détenues.

Pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012, les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration ont diminué par rapport aux périodes correspondantes de 2011, en raison surtout de la baisse des charges de rémunération par suite de la diminution du résultat.

Pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012, la répartition des coûts intersectoriels a augmenté par rapport aux périodes correspondantes de 2011 en raison des coûts des activités de soutien additionnels imputés au secteur Production découlant d'une augmentation des travaux réalisés par le secteur Opérations sur les produits énergétiques.

SIÈGE SOCIAL : *Nos secteurs Production et Opérations sur les produits énergétiques sont soutenus par un groupe du siège social qui fournit des services financiers, fiscaux et juridiques, des services de trésorerie, des services de réglementation, des services liés à l'environnement, à la santé et à la sécurité et au développement durable, des services de communications et de relations avec les gouvernements et les investisseurs, des services de technologies de l'information, des services de gestion du risque, des services de ressources humaines, des services d'audit interne ainsi que d'autres services administratifs.*

Les frais engagés par le secteur Siège social sont comme suit :

	Trois mois clos les 31 décembre				Exercices clos les 31 décembre			
	2012	Ajustements	Total aux	2011	2012	Ajustements	Total aux	2011
		aux fins de	fins de			aux fins de	comparaison	
Activités opérationnelles, entretien et administration	18	-	18	19	81	-	81	83
Amortissement	5	-	5	6	20	-	20	21
Coûts de restructuration	8	(8)	-	-	8	(8)	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	-	1	-	1	-	1	-
Pertes opérationnelles	32	(8)	24	25	110	(8)	102	104

CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

Les composantes de la charge d'intérêt nette sont présentées ci-dessous :

	Trois mois clos les		Exercices clos les	
	2012	31 décembre 2011	2012	31 décembre 2011
Intérêts sur la dette	60	60	227	228
Produit d'intérêt	(1)	-	(2)	-
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(2)	-	(4)	(31)
Inefficacité des couvertures	1	-	4	(1)
Divers	(1)	-	-	-
Charge d'intérêt	57	60	225	196
Désactualisation des provisions	3	4	17	19
Charge d'intérêt nette	60	64	242	215

La variation de la charge d'intérêt nette pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 par rapport aux périodes correspondantes de 2011 est illustrée ci-dessous :

	Trois mois clos les	Exercices clos les
	31 décembre	31 décembre
Charge d'intérêt nette de 2011	64	215
(Hausse) baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(2)	27
(Baisse) hausse des taux d'intérêt	(2)	1
Incidence des taux de change favorables	(1)	-
Hausse de l'inefficacité des couvertures	1	5
Hausse des coûts de financement	1	-
Hausse du produit d'intérêt	(1)	(2)
Baisse de la désactualisation	(1)	(2)
Augmentation (diminution) de la dette	1	(2)
Charge d'intérêt nette de 2012	60	242

IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

Le tableau qui suit présente un rapprochement des impôts sur le résultat et des taux d'imposition effectifs sur le résultat à l'exclusion des éléments non comparables qui suivent :

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Résultat avant impôts sur le résultat	71	50	(443)	449
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(12)	(11)	(37)	(38)
Quote-part du résultat de coentreprises	10	2	15	(14)
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	14	(2)	72	(127)
Imputation pour dépréciation d'actifs	-	3	324	17
Réduction de valeur des stocks	(5)	-	-	-
Coûts de restructuration	13	-	13	-
Profit à la vente d'actifs	-	(13)	(3)	(16)
Incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	254	-
Provision à l'égard (profit à la vente) d'une garantie	-	18	(15)	18
Autres éléments non comparables	-	1	3	10
Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables assujettis à l'impôt	91	48	183	299
Charge d'impôts sur le résultat	11	11	103	106
Recouvrement (charge) d'impôts sur le résultat au titre de l'incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	5	(1)	25	(46)
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat lié(e) à l'imputation pour dépréciation d'actifs	-	1	(5)	4
Charge d'impôts sur le résultat liée à la réduction de valeur des stocks	(2)	-	-	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié aux coûts de restructuration	3	-	3	-
Charge d'impôts sur le résultat liée au profit à la vente d'actifs	-	(3)	(1)	(4)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	65	-
Recouvrement (charge) d'impôts sur le résultat lié(e) à la provision à l'égard (au profit à la vente) d'une garantie	-	5	(4)	5
Charge d'impôts sur le résultat liée à la sortie du bilan d'actifs d'impôt différé	-	-	(169)	-
Charge d'impôts sur le résultat liée aux variations des taux d'imposition des sociétés	-	-	(8)	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	-	-	9	-
Reclassement de l'impôt de la Partie VI.1	-	(2)	-	(2)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à d'autres éléments non comparables	-	-	1	3
Charge d'impôts sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables	17	11	19	66
Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables (%)	19	23	10	22

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2012, à l'exclusion des éléments non comparables, la charge d'impôts sur le résultat a augmenté comparativement à la période correspondante de 2011, par suite d'une hausse du résultat aux fins de comparaison et d'une variation du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, à l'exclusion des éléments non comparables, la charge d'impôts sur le résultat a reculé comparativement à la période correspondante de 2011, par suite d'une diminution du résultat aux fins de comparaison, des variations du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé et de la résolution positive de certaines questions fiscales en suspens.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2012 a diminué en regard de la période correspondante de 2011, par suite d'une variation du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé et de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables, pour l'exercice clos le 31 décembre 2012 a diminué en regard de la période correspondante de 2011, par suite d'une variation du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé, de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat et de la résolution positive de certaines questions fiscales en suspens.

PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 est resté stable en regard des périodes correspondantes de 2011.

TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE

Les tableaux suivants présentent les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 comparativement aux périodes correspondantes en 2011 :

Trois mois clos les 31 décembre	2012	2011	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	71	66	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités opérationnelles	245	187	Variations favorables des soldes du fonds de roulement de 42 millions de dollars et augmentation du résultat au comptant de 16 millions de dollars.
Activités d'investissement	(226)	(208)	Augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de 81 millions de dollars et baisse du produit tiré de la vente des immobilisations corporelles et des centrales de 16 millions de dollars, en partie contrebalancées par une incidence positive nette de 57 millions de dollars relativement aux changements des garanties reçues de contreparties ou versées à celles-ci et une variation favorable des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles de 21 millions de dollars.
Activités de financement	(64)	3	Diminution du produit tiré de l'émission d'actions privilégiées de 267 millions de dollars, augmentation des emprunts en vertu de nos facilités de crédit de 162 millions de dollars et hausse des pertes réalisées sur les instruments financiers de 45 millions de dollars, contrebalancées par une émission de 388 millions de dollars de titres d'emprunt à long terme.
Conversion des liquidités en monnaies étrangères	1	1	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	27	49	

Exercices clos les 31 décembre	2012	2011	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	49	35	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités opérationnelles	520	690	Recul du résultat en trésorerie de 33 millions de dollars et variations défavorables des soldes du fonds de roulement de 137 millions de dollars, déduction faite de l'incidence de 204 millions de dollars liée à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.
Activités d'investissement	(1 048)	(608)	Acquisition du contrat de location-financement de Solomon pour un montant de 312 millions de dollars, augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de 259 millions de dollars et fléchissement du produit de la vente d'immobilisations corporelles et de centrales de 46 millions de dollars, contrebalancés en partie par une incidence favorable nette de 176 millions de dollars liée aux changements des garanties versées à (ou reçues) des contreparties.
Activités de financement	504	(70)	Émission de titres d'emprunt à long terme de 388 millions de dollars, nouvelle émission d'actions ordinaires de 291 millions de dollars et diminution des dividendes sur actions ordinaires en espèces de 87 millions de dollars en raison des dividendes réinvestis au moyen du régime de réinvestissement de dividendes, en partie contrebalancés par un accroissement des remboursements au titre de la dette de 80 millions de dollars, un repli de 50 millions de dollars du produit tiré de l'émission d'actions privilégiées, une augmentation des pertes réalisées sur les instruments financiers de 40 millions de dollars et un bond des dividendes sur actions privilégiées de 17 millions de dollars.
Conversion des liquidités en monnaies étrangères	2	2	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	27	49	

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Capital social

Le 26 février 2013, nous avons 258,4 millions d'actions ordinaires en circulation, 12,0 millions d'actions privilégiées de premier rang de série A, 11,0 millions d'actions privilégiées de premier rang de série C et 9,0 millions d'actions privilégiées de premier rang de série E en circulation. Au 31 décembre 2012, nous avons 254,7 millions d'actions ordinaires (223,6 millions au 31 décembre 2011) émises et en circulation. Au 31 décembre 2012, nous avons également 12,0 millions (12,0 millions au 31 décembre 2011) d'actions privilégiées de premier rang de série A, 11,0 millions (11,0 millions au 31 décembre 2011) d'actions privilégiées de premier rang de série C et 9,0 millions (néant au 31 décembre 2011) d'actions privilégiées de premier rang de série E émises et en circulation.

Nous émettons des actions ordinaires pour un produit au comptant à l'exercice d'options sur actions et dans le cadre d'autres régimes de paiements fondés sur des actions ou du réinvestissement de dividendes. En février 2012, nous avons ajouté au régime une composante Dividende Bonifié^{MC}. Se reporter à la *note 28* des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2012 pour plus de renseignements sur les modifications.

Au cours de la période de trois mois close le 31 décembre 2012, 3,5 millions (0,7 million au 31 décembre 2011) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 49 millions de dollars (18 millions de dollars au 31 décembre 2011), dont 3,5 millions (0,7 million au 31 décembre 2011) d'actions ordinaires émises pour un produit de 49 millions de dollars (18 millions de dollars au 31 décembre 2011) aux fins des dividendes réinvestis dans le cadre du régime. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, 31,1 millions (3,3 millions au 31 décembre 2011) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 456 millions de dollars (69 millions de dollars au 31 décembre 2011), dont 21,2 millions (néant au 31 décembre 2011) d'actions ordinaires émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne pour un produit net de 295 millions de dollars (néant au 31 décembre 2011), 9,7 millions (3,2 millions au 31 décembre 2011) d'actions ordinaires émises pour un produit de 159 millions de dollars (67 millions de dollars au 31 décembre 2011) aux fins des dividendes réinvestis dans le cadre du régime et 0,2 million (0,1 million au 31 décembre 2011) d'actions ordinaires émises pour un produit de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2011).

Nous avons recours à divers régimes de paiements fondés sur des actions pour aligner les objectifs des employés sur ceux de la société. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, 0,1 million d'options sur actions d'employés ont été exercées, sont venues à échéance ou ont été annulées (0,1 million au 31 décembre 2011). Aucune option sur actions n'a été attribuée au cours des exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011. Au cours de l'exercice clos le 30 septembre 2012, 1,5 million (1,4 million au 31 décembre 2011) d'unités du régime d'actionariat fondé sur le rendement ont été attribuées et 0,1 million (nombre nominal au 31 décembre 2011) ont été attribuées et échangées contre des actions ordinaires.

PERSPECTIVES POUR 2013

Contexte d'affaires

Prix de l'électricité

En 2013, les prix de l'électricité en Alberta devraient être plus bas qu'en 2012 en raison d'un nombre moins élevé d'entretiens prévus et d'une augmentation de la capacité découlant d'installations de production supplémentaires ou de la remise en service d'installations existantes, contrebalancés en partie par la croissance de la charge. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons des prix modestement plus élevés qu'en 2012; cependant, les prix demeureront faibles dans l'ensemble en raison des bas prix du gaz naturel et d'un ralentissement de la croissance de la charge.

Législation environnementale

La mise au point des règlements canadiens fédéraux visant la réduction des GES pour les centrales alimentées au charbon a donné lieu à d'autres activités. Nous sommes en pourparlers avec le gouvernement provincial afin d'assurer la coordination entre les règlements visant la réduction des GES et des polluants atmosphériques, et l'atteinte des objectifs en matière de réduction des émissions de la manière la plus efficace, tout en tenant compte de la fiabilité de la production et de ses coûts en Alberta. Les centrales alimentées au charbon auront ainsi plus de souplesse pour répondre aux exigences réglementaires. Pour de plus amples renseignements sur la réglementation canadienne visant à limiter les émissions de GES en Alberta au cours de 2012, voir la rubrique «Événements importants» de notre rapport de gestion annuel de 2012.

De plus, des pourparlers sont en cours entre les gouvernements fédéral et provincial concernant la mise sur pied d'un système national de gestion de la qualité de l'air pour les polluants atmosphériques. Dans le cadre de la stratégie pour l'air pur que l'Alberta a récemment publiée, la province a indiqué que son système de gestion de la qualité de l'air rendra opérationnel tout système national. Selon nos perspectives actuelles pour l'Alberta, les règlements provinciaux seront considérés comme correspondant à tout accord-cadre national.

Aux États-Unis, la manière dont la législation sur les changements climatiques pour la production à partir de combustibles fossiles sera adoptée n'est pas encore claire. En outre, de nouveaux règlements sur les polluants atmosphériques pour le secteur de l'électricité sont prévus, mais ne toucheront pas directement nos centrales alimentées au charbon de l'État de Washington. L'entente que TransAlta a conclue avec l'État de Washington en avril 2011 clarifie la réglementation de l'État concernant un régime de réduction des émissions pour la centrale alimentée au charbon de Centralia jusqu'en 2025.

Dès 2013, la livraison directe d'électricité au California Independent System Operator devra satisfaire à des exigences de conformité établies dans le cadre du programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES du California Air Resource Board. Pendant que le California Air Resources Board finalise sa réglementation, nous resterons à l'affût de tout changement afin de nous assurer que nous répondons aux exigences du programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES.

Nous continuons de surveiller étroitement la progression des modifications à la législation environnementale ainsi que les risques connexes pour nos activités futures.

Le choix de l'emplacement, la construction et l'exploitation de centrales électriques nécessitent l'intervention de nombreuses parties prenantes. Dernièrement, certaines parties prenantes ont intenté des actions contre des agences gouvernementales et des propriétaires en invoquant les répercussions négatives présumées des projets éoliens. Nous faisons le suivi de ces réclamations afin d'évaluer le risque lié à ces activités.

Environnement économique

L'environnement économique a donné des signes de faiblesse au cours de 2012, et, en 2013, nous prévoyons une croissance lente à modérée en Alberta et en Australie et une faible croissance sur les autres marchés. Nous continuons de surveiller les événements mondiaux et leur incidence potentielle sur l'économie et notre fournisseur ainsi que sur nos relations avec des contreparties en ce qui a trait aux produits de base.

Nous n'avons constaté aucune perte importante liée à une contrepartie en 2012, et nous continuons de gérer le risque de contrepartie et d'agir conformément aux politiques de gestion du risque que nous avons mises en œuvre. Nous ne prévoyons pas apporter de modification importante à nos pratiques existantes en matière de crédit et continuerons de faire affaire principalement avec des contreparties ayant une note de première qualité.

Activités opérationnelles

Capacité, production et disponibilité

La capacité de production est censée augmenter en 2013 en raison de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et de l'achèvement du parc de New Richmond. Avant l'incidence de la répartition économique, la production globale devrait augmenter en 2013 en raison d'une réduction des interruptions planifiées. La disponibilité globale devrait être de 89 % à 90 % en 2013 en raison de la diminution des interruptions planifiées dans l'ensemble des centrales.

Flux de trésorerie contractuels

Puisque nous avons recours aux CAÉ de l'Alberta, à des contrats à long terme ainsi qu'à d'autres contrats prévoyant la livraison et contrats sur instruments financiers à court terme, environ 77 % de notre capacité en moyenne est liée à des contrats pour les sept prochains exercices. En ce qui a trait à l'ensemble du portefeuille, selon la conjoncture du marché, nous visons à ce que 90 % de notre capacité fasse l'objet de contrats pour l'exercice qui vient. À la fin de 2012, environ 85 % de notre capacité de 2013 était assujettie à des contrats. Pour 2013, le prix moyen de nos contrats prévoyant la livraison et de nos contrats sur instruments financiers à court terme se situe dans une fourchette de 60 \$ à 65 \$ le mégawattheure («MWh») en Alberta, et de 40 \$ US à 45 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

Coûts du combustible

L'extraction du charbon en Alberta est soumise à des hausses de coûts imputables à l'enlèvement accru de morts-terrains, à l'inflation, aux investissements et aux prix des produits de base. L'application de la méthode du coût standard permet de réduire au minimum les fluctuations saisonnières des coûts du charbon de notre mine de l'Alberta. En janvier 2013, nous avons avisé Prairie Mines and Royalty Ltd. que nous assumerions le contrôle de l'exploitation et de la gestion de la mine de Highvale, par l'intermédiaire de SunHills Mining Limited Partnership, entièrement détenue par la société. Nous évaluons actuellement l'incidence comptable de ce changement. Les coûts du charbon pour 2013, selon la méthode de coût standard, devraient être comparables à ceux de 2012, en présumant que le contrôle de l'exploitation et de la gestion contrebalancera toute augmentation de coût mentionnée précédemment.

Même si nous possédons la mine de Centralia dans l'État de Washington, elle n'est pas opérationnelle pour le moment. Le combustible de la centrale thermique de Centralia est acquis auprès de fournisseurs externes dans le bassin fluvial de la Powder River et livré par chemin de fer. Le coût de livraison du combustible par MWh pour 2013 devrait diminuer de 9 % à 11 %.

La valeur des stocks de charbon est évaluée afin de déterminer si elle a subi une dépréciation chaque date de clôture. Si les stocks ont perdu de la valeur, des charges additionnelles seront comptabilisées dans le résultat net. Pour plus de renseignements sur les imputations pour dépréciation des stocks et reprises comptabilisées en 2012, voir la rubrique «Événements importants» du rapport de gestion annuel de 2012.

Nous achetons du gaz naturel auprès de sociétés externes parallèlement à la production, ou auprès de notre clientèle, atténuant ainsi notre risque lié à la variation des prix. Le succès continu de la production de gaz non classique en Amérique du Nord pourrait réduire la volatilité annuelle des prix dans un avenir proche.

Nous suivons de près les risques auxquels les variations des prix de l'électricité et du combustible exposent nos activités futures et, lorsque nous le jugeons approprié, nous avons recours à divers instruments prévoyant la livraison et à des instruments financiers pour protéger la valeur de nos actifs et de nos activités à l'égard de ces risques de prix.

Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration

Les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration pour 2013 devraient être semblables à ceux de 2012 en raison de l'économie de coûts découlant de la restructuration au cours du quatrième trimestre, contrebalancée par les coûts supplémentaires liés à la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et au démarrage du parc éolien de New Richmond.

Opérations sur les produits énergétiques

Les résultats de notre secteur Opérations sur les produits énergétiques sont touchés par les prix du marché, l'ensemble des stratégies adoptées et les modifications apportées à la législation. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser les résultats, tout en maintenant un profil de risque acceptable. Nous visons à ce que la contribution du secteur Opérations sur les produits énergétiques dégage une marge brute variant de 40 millions de dollars à 60 millions de dollars pour 2013.

Exposition aux fluctuations des taux de change

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain, à l'euro et au dollar australien en contrebalançant les actifs libellés en monnaies étrangères avec des passifs libellés en monnaies étrangères et en concluant des contrats de change. Nous avons également des charges libellées en monnaies étrangères, y compris une charge d'intérêt, qui contrebalancent dans une large mesure nos produits nets libellés en monnaies étrangères.

Charge d'intérêt nette

La charge d'intérêt nette de 2013 ne devrait pas varier de manière importante comparativement à celle présentée en 2012. Cependant, la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain pourrait se répercuter sur le montant de la charge d'intérêt nette engagée.

Situation de trésorerie et sources de financement

En raison de l'accroissement éventuel de la volatilité sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel, ou de l'augmentation des activités de négociation sur le marché, nous pourrions avoir besoin de liquidités supplémentaires. Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates en vertu de nos facilités de crédit consenties.

Estimations comptables

Un certain nombre de nos estimations comptables, y compris celles présentées à la rubrique «Méthodes et estimations comptables critiques» de notre rapport de gestion annuel de 2012, sont fondées sur notre conjoncture et nos perspectives économiques actuelles. En raison de la conjoncture économique, les fluctuations du marché pourraient avoir une incidence, entre autres, sur les prix des produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt futurs, qui pourraient, à leur tour, influencer sur le résultat futur et les profits et pertes latents liés à nos actifs et passifs de gestion du risque et sur l'évaluation de l'actif pour nos calculs de la dépréciation d'actifs.

Impôts sur le résultat

Le taux d'imposition effectif sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables pour 2013, devrait se situer entre 22 % et 27 % environ, ce qui est comparable au taux prévu par la loi de 25 %.

Dépenses d'investissement

Nos principaux projets sont axés sur le maintien de nos activités opérationnelles courantes et le soutien de notre stratégie de croissance.

Dépenses liées à des projets de croissance et à des projets d'envergure

Nous avons un important projet de croissance en cours dont l'achèvement est prévu au premier trimestre de 2013, et un autre projet d'envergure qui devrait être terminé au quatrième trimestre de 2013. Ces projets sont décrits sommairement ci-dessous :

	Total – Projet		2012 ¹	2013	Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ²	Dépenses réelles	Dépenses estimées		
Projets de croissance						
New Richmond ³	212	188	159	15 - 25	T1 2013	Parc éolien de 68 MW au Québec
Projets d'envergure						
Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	190	44	44	130 - 145	T4 2013	Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance totalisant une capacité de 560 MW
Total des projets de croissance et des projets d'envergure	402	232	203	145 - 170		

Le total des dépenses estimées devant être affecté au parc de New Richmond a augmenté de 7 millions de dollars en raison des taux de change défavorables et de la hausse des dépenses engagées par suite des retards dans la construction.

En 2012, nous avons conclu un accord avec Alstom Énergie & Transport Canada inc. pour la fabrication, la livraison et la construction d'écrans d'eau aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. L'engagement portant sur un prix fixe en vertu du contrat totalise 79 millions de dollars dont une tranche de 25 millions de dollars a été engagée en 2012 et une tranche de 54 millions de dollars devrait être engagée en 2013. Les paiements seront effectués au moment de l'atteinte des différents jalons fixés. Les frais additionnels à payer en vertu du contrat comprennent les éléments remboursables comme les incitatifs au titre de la main-d'œuvre directe, des sous-traitants et de la main-d'œuvre.

Transport

Pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012, un total de respectivement 1 million de dollars et 4 millions de dollars a été investi dans des projets de transport. Les dépenses estimées de 2013 pour les projets de transport s'élèvent à 7 millions de dollars. Les projets de transport comprennent des travaux importants d'entretien et de reconfiguration des réseaux de transport de l'Alberta afin d'accroître la capacité du débit dans les lignes.

1) En 2012, nous avons aussi affecté un montant total combiné de 40 millions de dollars aux installations qui étaient déjà entrées en service. Au cours du deuxième trimestre de 2012, nous avons transféré un montant de 1 million de dollars des projets de croissance et des projets d'envergure aux dépenses d'investissement de maintien et dépenses liées à la productivité, que nous avons utilisé pour des pièces de rechange amortissables.

2) Représentent les montants engagés au 31 décembre 2012.

3) Le coût total du projet de New Richmond à ce jour comprend des dépenses de 5 millions de dollars qui ont été incluses dans les frais de mise en valeur liés au projet en 2011.

Dépenses d'investissement de maintien et dépenses liées à la productivité

Pour 2013, nos dépenses d'investissement de maintien et nos dépenses liées à la productivité estimatives, déduction faite des apports reçus, sont réparties comme suit :

Catégorie	Description	Dépenses en 2012	Dépenses prévues en 2013
Dépenses d'investissement courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	115	90 - 100
Matériel minier et achats de terrains	Dépenses liées au matériel minier et à l'achat de terrains	38	40 - 50
Entretien planifié d'envergure	Travaux d'entretien planifié d'envergure	286	165 - 185
Total des dépenses de maintien		439	295 - 335
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à améliorer l'efficacité de la production d'électricité	57	30 - 50
Total des dépenses de maintien et des dépenses liées à la productivité		496	325 - 385

En raison de la prise en charge du contrôle de l'exploitation et de la gestion de la mine de Highvale, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité pour 2013 seront ajustées au cours de l'exercice à mesure que des dépenses supplémentaires seront engagées. Nous évaluons actuellement l'incidence de ces facteurs sur nos dépenses d'investissement de maintien et dépenses liées à la productivité pour 2013.

Notre important programme d'entretien planifié est lié aux travaux d'entretien d'envergure prévus au calendrier et comprend les coûts relatifs à l'inspection, aux réparations et à l'entretien, et le remplacement des composantes existantes. Il ne comprend pas les coûts des travaux d'entretien courant, des travaux d'entretien non planifié et des inspections et révisions mineures, qui sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Les détails du programme d'entretien planifié de 2013 sont présentés ci-après :

	Gaz et énergies		Dépenses prévues en 2013
	Charbon	renouvelables	
Incorporés dans le coût de l'actif	90 - 105	75 - 80	165 - 185
Passés en charges	-	0 - 5	0 - 5
	90 - 105	75 - 85	165 - 190

GWh perdus	Gaz et énergies		Total
	Charbon	renouvelables	
	1 660 - 1 670	420 - 430	2 080 - 2 100

Financement

Le financement de ces dépenses d'investissement devrait provenir des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, de la capacité d'emprunt existante, des dividendes réinvestis en vertu du régime et des marchés financiers. Les fonds requis aux fins des projets de croissance et d'investissement de maintien et des projets liés à la productivité ne devraient pas être touchés de manière importante par la conjoncture économique en raison de nos flux de trésorerie qui reposent en grande partie sur des contrats, de notre situation financière et du montant en capital dont nous disposons en vertu de nos facilités de crédit consenties existantes.

MESURES CONFORMES AUX IFRS ADDITIONNELLES

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui ne constitue pas un poste minimum selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui n'est pas présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes «Marge brute» et «Produits opérationnels (pertes opérationnelles)» à nos comptes de résultat consolidés pour les périodes de trois mois et les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure de la performance opérationnelle qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs opérationnels selon diverses mesures. Les mesures qui sont analysées ci-après, et ailleurs dans le présent communiqué de presse, ne sont pas définies selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme des mesures de remplacement ou des mesures plus significatives du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, ainsi qu'ils sont calculés selon les IFRS, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés.

La présentation du résultat aux fins de comparaison, de la marge brute aux fins de comparaison, des produits opérationnels aux fins de comparaison et du BAIIA d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des informations supplémentaires et leur permet d'en évaluer les tendances par rapport aux résultats des périodes antérieures. Pour calculer ces éléments, nous ne tenons pas compte de l'incidence de certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui ont été jugées inefficaces aux fins comptables, étant donné que la direction croit que ces transactions ne sont pas représentatives de nos activités commerciales. Comme ces profits (pertes) ont déjà été comptabilisé(s) dans les résultats au cours de la période considérée et des périodes antérieures, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas. Dans le calcul des mesures du résultat aux fins de comparaison, nous avons également exclu, le cas échéant, la réduction de valeur des stocks, puisque la comptabilisation de la réduction de valeur a trait aux couvertures dont la désignation a été annulée ou qui ont été jugées inefficaces pendant les trimestres précédents.

Nous avons aussi exclu l'incidence de l'imputation pour dépréciation d'actifs à l'égard de la centrale thermique de Centralia, qui a été établie à partir des flux de trésorerie futurs devant être générés par les activités de la centrale, la sortie du bilan des actifs d'impôt différé qui s'y rattache, l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et l'incidence des imputations pour dépréciation comptabilisées au titre des actifs des centrales d'énergies renouvelables.

D'autres ajustements ponctuels du résultat, comme la charge d'impôts sur le résultat liée à des fluctuations des taux d'imposition des sociétés, l'incidence sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, le recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens, le profit à la vente d'installations, la sortie du bilan des coûts relatifs au projet Pioneer, le profit à la vente (la provision à l'égard) d'une garantie, les coûts de restructuration, la sortie du bilan des coûts de mise en valeur d'un parc éolien et la réduction de valeur de certaines pièces de rechange amortissables, ont aussi été exclus car la direction estime que ces transactions ne sont pas représentatives de nos activités. Pour calculer le résultat par action aux fins de comparaison, on utilise le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

Les produits opérationnels et le BAIIA aux fins de comparaison comprennent également les résultats de centrales que nous exploitons comme des contrats de location-financement. La présentation des produits tirés des contrats de location-financement fournit une indication sur les produits opérationnels et le BAIIA de ces centrales.

Rapprochement avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

Le rapprochement de la marge brute et des produits opérationnels et du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est présenté comme suit :

	Trois mois clos les		Exercices clos les	
	2012	2011	2012	2011
	31 décembre		31 décembre	
Produits des activités ordinaires	661	701	2 262	2 663
Combustible et achats d'électricité	263	292	809	947
Marge brute	398	409	1 453	1 716
Activités opérationnelles, entretien et administration	118	145	493	545
Amortissement	119	133	509	482
Imputation pour dépréciation d'actifs	-	3	324	17
Réduction de valeur des stocks	10	-	44	-
Coûts de restructuration	13	-	13	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	6	6	28	27
Produits opérationnels	132	122	42	645
Produits tirés des contrats de location-financement	11	2	16	8
Quote-part du résultat de coentreprises	(10)	(2)	(15)	14
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	(254)	-
Profit à la vente d'actifs	-	13	3	16
Autres produits	-	-	1	2
Perte de change	(2)	(3)	(9)	(3)
Profit à la vente (provision à l'égard) d'une garantie	-	(18)	15	(18)
Charge d'intérêt nette	(60)	(64)	(242)	(215)
Résultat avant impôts sur le résultat	71	50	(443)	449
Charge d'impôts sur le résultat	11	11	103	106
Résultat net	60	39	(546)	343
Participations ne donnant pas le contrôle	12	11	37	38
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	48	28	(583)	305
Dividendes sur actions privilégiées	10	4	31	15
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	38	24	(614)	290

Résultat net aux fins de comparaison

Le rapprochement du résultat net aux fins de comparaison et du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est présenté ci-après :

	Trois mois clos les		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	38	24	(614)	290
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui sont inefficaces, déduction faite des impôts et taxes	9	(1)	47	(81)
Imputation pour dépréciation d'actifs, déduction faite des impôts et taxes	-	2	329	13
Réduction de valeur des stocks, déduction faite des impôts et taxes	(3)	-	-	-
Coûts de restructuration, déduction faite des impôts et taxes	10	-	10	-
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, déduction faite des impôts et taxes	-	-	189	-
Charge d'impôts sur le résultat liée à la sortie du bilan des actifs d'impôt différé	-	-	169	-
Charge d'impôts sur le résultat liée à des fluctuations des taux d'imposition des sociétés	-	-	8	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	-	-	(9)	-
Profit à la vente d'actifs, déduction faite des impôts et taxes	-	(10)	(2)	(12)
Sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer, déduction faite des impôts et taxes	-	-	2	-
Provision à l'égard (profit à la vente) d'une garantie, déduction faite des impôts et taxes	-	13	(11)	13
Sortie du bilan des coûts de mise en valeur d'un parc éolien, déduction faite des impôts et taxes	-	1	-	4
Réduction de valeur des pièces de rechange amortissables, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	3
Résultat net aux fins de comparaison	54	29	118	230
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	255	224	235	222
Résultat net par action aux fins de comparaison	0,21	0,13	0,50	1,04

Marge brute aux fins de comparaison

La marge brute aux fins de comparaison est calculée comme suit :

	Trois mois clos les		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Marge brute	398	409	1 453	1 716
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	14	(2)	72	(127)
Incidence sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance ¹	-	(8)	(20)	(40)
Réduction de valeur des stocks	(5)	-	(25)	-
Marge brute aux fins de comparaison	407	399	1 480	1 549

1) Les résultats ont été ajustés rétroactivement pour tenir compte de l'incidence des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Les chiffres correspondants ont aussi été ajustés dans ce tableau uniquement à des fins de comparaison d'une période à l'autre.

Produits opérationnels aux fins de comparaison

Le tableau ci-après présente un rapprochement des produits opérationnels aux fins de comparaison :

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Produits opérationnels	132	122	42	645
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	14	(2)	72	(127)
Imputation pour dépréciation d'actifs	-	3	324	17
Réduction de valeur des stocks	(5)	-	-	-
Coûts de restructuration	13	-	13	-
Produits tirés des contrats de location-financement	11	2	16	8
Sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer	-	-	3	-
Sortie du bilan des coûts de mise en valeur d'un parc éolien	-	1	-	6
Réduction de valeur des pièces de rechange amortissables	-	-	-	4
Produits opérationnels aux fins de comparaison	165	126	470	553

BAIIA aux fins de comparaison

La présentation du BAIIA aux fins de comparaison d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant la charge d'intérêt nette, les participations ne donnant pas le contrôle, les impôts sur le résultat et les ajustements du fonds de roulement.

Le tableau ci-après présente un rapprochement du BAIIA aux fins de comparaison :

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Produits opérationnels	132	122	42	645
Imputation pour dépréciation d'actifs	-	3	324	17
Réduction de valeur des stocks	(5)	-	-	-
Coûts de restructuration	13	-	13	-
Produits tirés des contrats de location-financement	11	2	16	8
Amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés ¹	145	149	564	532
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	14	(2)	72	(127)
Incidence sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	(8)	(20)	(40)
Sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer	-	-	3	-
Sortie du bilan des coûts de mise en valeur d'un parc éolien	-	1	-	6
Réduction de valeur des pièces de rechange amortissables	-	-	-	4
BAIIA aux fins de comparaison	310	267	1 014	1 045

1) Dans le calcul du BAIIA aux fins de comparaison, nous utilisons l'amortissement selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour tenir compte de l'amortissement lié aux actifs miniers, qui est inclus au poste Combustible et achats d'électricité dans les comptes de résultat consolidés.

Fonds provenant des activités opérationnelles et fonds provenant des activités opérationnelles par action

La présentation des fonds provenant des activités opérationnelles et des fonds provenant des activités opérationnelles par action d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, avant les variations du fonds de roulement, et facilite l'évaluation des tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Les fonds provenant des activités opérationnelles par action sont calculés comme suit en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période :

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	245	187	520	690
Incidence sur le fonds de roulement liée à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	204	-
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	(40)	2	52	119
Fonds provenant des activités opérationnelles	205	189	776	809
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	255	224	235	222
Fonds provenant des activités opérationnelles par action	0,80	0,84	3,30	3,64

Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles représentent les liquidités provenant des activités opérationnelles générées par notre entreprise, avant les variations du fonds de roulement, et dont nous disposons pour investir dans des projets de croissance, effectuer les remboursements de capital prévus des emprunts, verser des dividendes sur actions ordinaires additionnels ou racheter des actions ordinaires. Les variations du fonds de roulement sont exclues de manière à ne pas fausser les flux de trésorerie disponibles en ce qui a trait aux variations qui sont considérées comme temporaires, reflétant, entre autres, l'incidence des facteurs saisonniers et le calendrier des projets d'investissement.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité pour la période de trois mois close le 31 décembre 2012 représentent le total des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles d'après les tableaux des flux de trésorerie consolidés, moins un montant de 102 millions de dollars que nous avons investi dans des projets et dans la croissance. Pour la période correspondante de 2011, nous avons investi 38 millions de dollars (37 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets et dans la croissance. Pour les exercices clos les 31 décembre 2012 et 2011, nous avons investi respectivement 246 millions de dollars et 126 millions de dollars (124 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets et dans la croissance.

Le rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et des flux de trésorerie disponibles est présenté ci-après :

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	245	187	520	690
Ajouter (déduire) :				
Incidence sur le fonds de roulement liée à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	204	-
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	(40)	2	52	119
Dépenses d'investissement de maintien et dépenses liées à la productivité	(128)	(111)	(496)	(357)
Dividendes versés sur actions ordinaires ¹	(18)	(48)	(104)	(191)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(11)	(4)	(32)	(15)
Distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(17)	(17)	(59)	(61)
Flux de trésorerie disponibles	31	9	85	185

Nous visons à maintenir des soldes de trésorerie et des facilités de crédit consenties suffisants pour financer les sorties de fonds nettes périodiques liées à nos affaires.

PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

	T1 2012	T2 2012	T3 2012	T4 2012
Produits des activités ordinaires	656	407	538	661
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	89	(797)	56	38
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,40	(3,51)	0,24	0,15
Résultat par action aux fins de comparaison	0,20	(0,10)	0,18	0,21

	T1 2011	T2 2011	T3 2011	T4 2011
Produits des activités ordinaires	818	515	629	701
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	204	12	50	24
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,92	0,05	0,22	0,11
Résultat par action aux fins de comparaison	0,34	0,29	0,27	0,13

Le résultat de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le résultat par action aux fins de comparaison sont calculés chaque période à l'aide du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période. Ainsi, la somme des résultats par action pour les quatre trimestres représentant l'année civile peut parfois différer du résultat par action annuel.

1) Déduction faite des dividendes réinvestis en vertu du régime.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent communiqué de presse, les documents intégrés par renvoi ainsi que d'autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos croyances ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «projeter», «avoir l'intention de», «planifier», «prévoir», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement futur et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que nos résultats réels diffèrent de manière importante des résultats envisagés.

En particulier, le présent communiqué de presse renferme des énoncés prospectifs ayant trait aux points suivants : les attentes relatives à la date d'achèvement et à la mise en service de projets en cours, y compris les accroissements de la capacité nominale et les projets d'envergure et leurs coûts connexes; les dépenses estimatives dans des projets de croissance et d'investissement de maintien et des projets liés à la productivité; les attentes en termes de coûts opérationnels, de dépenses d'investissement et de coûts d'entretien, et la variabilité de ces coûts; l'incidence de certaines couvertures sur le résultat et les flux de trésorerie futurs; les attentes relatives au résultat futur et aux flux de trésorerie futurs liés aux activités opérationnelles et activités contractuelles; les estimations des conditions de l'offre et de la demande de combustible et les coûts d'approvisionnement en combustible; les attentes quant à la demande d'électricité à court et à long terme et son incidence sur les prix de l'électricité; l'incidence prévue de la croissance de la charge et des coûts du gaz naturel sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité, de la capacité et de la production; le financement prévu de nos dépenses d'investissement; la réglementation et la législation gouvernementales prévues et leur incidence prévue, ainsi que le coût lié au respect de celles-ci; notre stratégie commerciale et le risque qu'elle comporte; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôts futurs ainsi que le caractère adéquat des provisions pour impôts; les estimations comptables, les attentes au titre de l'issue des poursuites existantes ou éventuelles ou réclamations contractuelles ou réclamations juridiques; les attentes quant à la capacité d'avoir accès aux marchés financiers à des conditions raisonnables; l'incidence estimée des fluctuations de taux d'intérêt et du dollar canadien par rapport au dollar américain; la surveillance de notre exposition au risque de liquidité; les attentes quant à la conjoncture économique mondiale; nos pratiques de crédit; et l'apport estimé du secteur Opérations sur les produits énergétiques à la marge brute.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : les fluctuations des cours et de la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires pour produire de l'électricité; notre capacité de conclure des contrats visant la vente de notre production à des prix qui garantiront les rendements prévus; les cadres politiques et réglementaires dans les territoires où nous exerçons des activités; les exigences en matière d'environnement et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant; l'évolution de la conjoncture économique, y compris les fluctuations des taux d'intérêt; les risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées dans nos centrales; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les incidences climatiques; les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau ou en vent nécessaire pour exploiter nos centrales; les catastrophes naturelles; la menace posée par le terrorisme intérieur et les cyberattaques; les pannes de matériel; les risques liés aux opérations sur les produits énergétiques; les risques et la concurrence dans le secteur d'activité; les fluctuations de la valeur des monnaies étrangères et les risques politiques étrangers; le besoin de financement supplémentaire; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; la garantie d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat; les instances judiciaires et contractuelles impliquant la société; la dépendance à l'égard du personnel clé; les questions de relations de travail; et les projets de mise en valeur et les acquisitions. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport de gestion annuel de 2012 et à la rubrique «Facteurs de risque» dans notre notice annuelle de 2013.

Les lecteurs sont priés d'examiner ces facteurs attentivement dans leur évaluation des énoncés prospectifs et sont avisés de ne pas se fier outre mesure à ceux-ci. Les énoncés prospectifs compris dans le présent document ne sont formulés qu'à la date de celui-ci. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Compte tenu de ces risques, de ces incertitudes et de ces hypothèses, les événements projetés pourraient avoir une portée différente ou survenir à un autre moment que celui que nous avons indiqué, ou pourraient ne pas se produire. Nous ne pouvons garantir que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

TRANSALTA CORPORATION
COMPTES DE RÉSULTAT CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

Non audité	Trois mois clos les		Exercices clos les	
	2012	2011	2012	2011
Produits des activités ordinaires	661	701	2 262	2 663
Combustible et achats d'électricité	263	292	809	947
Marge brute	398	409	1 453	1 716
Activités opérationnelles, entretien et administration	118	145	493	545
Amortissement	119	133	509	482
Imputation pour dépréciation d'actifs	-	3	324	17
Réduction de valeur des stocks	10	-	44	-
Coûts de restructuration	13	-	13	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	6	6	28	27
Produits opérationnels	132	122	42	645
Produits tirés des contrats de location-financement	11	2	16	8
Quote-part du résultat de coentreprises	(10)	(2)	(15)	14
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	(254)	-
Profit à la vente d'actifs	-	13	3	16
Autres produits	-	-	1	2
Perte de change	(2)	(3)	(9)	(3)
Profit à la vente (provision à l'égard) d'une garantie	-	(18)	15	(18)
Charge d'intérêt nette	(60)	(64)	(242)	(215)
Résultat avant impôts sur le résultat	71	50	(443)	449
Charge d'impôts sur le résultat	11	11	103	106
Résultat net	60	39	(546)	343
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	48	28	(583)	305
Participations ne donnant pas le contrôle	12	11	37	38
	60	39	(546)	343
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	48	28	(583)	305
Dividendes sur actions privilégiées	10	4	31	15
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	38	24	(614)	290
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	255	224	235	222
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,15	0,11	(2,61)	1,31

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉS
(en millions de dollars canadiens)

Non audité	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Résultat net	60	39	(546)	343
Autres éléments du résultat global				
Profits (pertes) à la conversion d'actifs nets d'établissements à l'étranger ¹	13	(11)	(23)	32
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes ²	(12)	9	13	(33)
Profits (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ³	7	(65)	(14)	(103)
Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes ⁴	2	-	5	-
Reclassement en résultat net des (profits) pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ⁵	(20)	26	(6)	(177)
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ⁶	2	(7)	(27)	(26)
Autres éléments du résultat global des entités émettrices, déduction faite des impôts et taxes ⁷	2	-	-	-
Autres éléments du résultat global	(6)	(48)	(52)	(307)
Total du résultat global	54	(9)	(598)	36
Total du résultat global attribuable aux :				
Porteurs d'actions ordinaires	44	(4)	(627)	18
Participations ne donnant pas le contrôle	10	(5)	29	18
	54	(9)	(598)	36

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 2 et 2 respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 (néant en 2011).

2) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 et de la charge d'impôts sur le résultat de 2 respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 (charge de 1 et recouvrement de 5 en 2011).

3) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de néant et 3 respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 (recouvrement de 11 et 7 en 2011).

4) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 et 2 respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 (néant en 2011).

5) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 7 et 20 respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 (recouvrement de 5 et charge de 94 en 2011).

6) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de néant et 10 respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 (recouvrement de 2 et 9 en 2011).

7) Déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de 1 et néant respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2012 (néant en 2011).

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DE LA SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉS
(en millions de dollars canadiens)

Non audité	31 décembre 2012	31 décembre 2011
Trésorerie et équivalents de trésorerie	27	49
Créances clients	597	541
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	2	3
Garantie versée	19	45
Charges payées d'avance	7	8
Actifs de gestion du risque	201	391
Stocks	82	85
Impôts sur le résultat à recevoir	3	2
	938	1 124
Placements	172	193
Créances à long terme	-	18
Créances au titre des contrats de location-financement	357	42
Immobilisations corporelles		
Coût	11 481	11 386
Amortissement cumulé	(4 437)	(4 115)
	7 044	7 271
Goodwill	447	447
Immobilisations incorporelles	284	276
Actifs d'impôt différé	50	169
Actifs de gestion du risque	69	99
Autres actifs	90	90
Total de l'actif	9 451	9 729
Créditeurs et charges à payer	495	463
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	33	99
Garanties reçues	2	16
Passifs de gestion du risque	167	208
Impôts sur le résultat à payer	6	22
Dividendes à verser	75	67
Partie courante de la dette à long terme	607	316
	1 385	1 191
Dette à long terme	3 610	3 721
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	279	283
Passifs d'impôt différé	430	484
Passifs de gestion du risque	106	142
Crédits différés et autres passifs non courants	301	281
Capitaux propres		
Actions ordinaires	2 726	2 273
Actions privilégiées	781	562
Surplus d'apport	9	9
Résultats non distribués (déficit)	(358)	527
Cumul des autres éléments du résultat global	(148)	(102)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	3 010	3 269
Participations ne donnant pas le contrôle	330	358
Total des capitaux propres	3 340	3 627
Total du passif et des capitaux propres	9 451	9 729

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS
(en millions de dollars canadiens)

	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Résultats non distribués (déficit)	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2010	2 204	293	7	431	185	3 120	431	3 551
Résultat net	-	-	-	305	-	305	38	343
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	-	-	-	-	(1)	(1)	-	(1)
Pertes nettes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(260)	(260)	(20)	(280)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(26)	(26)	-	(26)
Total du résultat global						18	18	36
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(194)	-	(194)	-	(194)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(15)	-	(15)	-	(15)
Distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(91)	(91)
Émission d'actions ordinaires	69	-	-	-	-	69	-	69
Émission d'actions privilégiées	-	269	-	-	-	269	-	269
Effet des régimes de paiements fondés sur des actions	-	-	2	-	-	2	-	2
Solde au 31 décembre 2011	2 273	562	9	527	(102)	3 269	358	3 627
Résultat net	-	-	-	(583)	-	(583)	37	(546)
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	-	-	-	-	(10)	(10)	-	(10)
Pertes nettes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(9)	(9)	(6)	(15)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(27)	(27)	-	(27)
Total du résultat global						(629)	31	(598)
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(271)	-	(271)	-	(271)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(31)	-	(31)	-	(31)
Distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(59)	(59)
Émission d'actions ordinaires	453	-	-	-	-	453	-	453
Émission d'actions privilégiées	-	219	-	-	-	219	-	219
Solde au 31 décembre 2012	2 726	781	9	(358)	(148)	3 010	330	3 340

TRANSALTA CORPORATION
TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS
(en millions de dollars canadiens)

Non audité	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2012	2011	2012	2011
Activités opérationnelles				
Résultat net	60	39	(546)	343
Amortissement	145	149	564	532
Profit à la vente d'actifs	-	(13)	(3)	(16)
Désactualisation des provisions	3	4	17	19
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(9)	(10)	(34)	(33)
Charge d'impôt différé	7	1	90	80
(Profit) perte latent(e) sur les activités de gestion du risque	(3)	(15)	99	(175)
(Profit) perte de change latent(e)	(2)	11	5	3
Provisions	(6)	-	11	22
Imputation pour dépréciation d'actifs	-	3	324	17
Imputation pour dépréciation des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	43	-
Provision à l'égard d'une garantie	-	18	-	18
Quote-part de la perte de coentreprises, déduction faite des distributions reçues	9	17	14	1
Autres éléments sans effet de trésorerie	1	(15)	(12)	(2)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, avant variation du fonds de roulement	205	189	572	809
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	40	(2)	(52)	(119)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	245	187	520	690
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(218)	(135)	(703)	(453)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(12)	(14)	(39)	(30)
Acquisition de contrats de location-financement	-	-	(312)	-
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	3	9	3	12
Produit de la vente de centrales et de projets de mise en valeur	-	10	3	40
Acquisition de la tranche restante de la participation de 50 % dans la coentreprise hydroélectrique Taylor	-	(7)	-	(7)
Résolution de certaines questions fiscales en suspens	-	-	9	3
Pertes réalisées sur les instruments financiers	(12)	(7)	(13)	(12)
Diminution nette des garanties reçues de contreparties	(1)	(13)	(13)	(109)
(Augmentation) diminution nette des garanties versées aux contreparties	(3)	(48)	24	(56)
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	1	1	3	3
Divers	-	1	(8)	(3)
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	16	(5)	(2)	4
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(226)	(208)	(1 048)	(608)
Activités de financement				
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit	(362)	(200)	152	155
Remboursement de la dette à long terme	(2)	(2)	(314)	(234)
Émission de dette à long terme	388	-	388	-
Dividendes versés sur actions ordinaires	(18)	(48)	(104)	(191)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(11)	(4)	(32)	(15)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires	-	1	293	2
Produit net de l'émission d'actions privilégiées	-	267	217	267
Profits (pertes) réalisé(e)s sur les instruments financiers	(41)	4	(31)	9
Distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(17)	(17)	(59)	(61)
Divers	(1)	2	(6)	(2)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(64)	3	504	(70)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, d'investissement et de financement	(45)	(18)	(24)	12
Incidence de la conversion sur les liquidités en monnaies étrangères	1	1	2	2
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(44)	(17)	(22)	14
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	71	66	49	35
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	27	49	27	49
Impôts sur le résultat au comptant payés (recouvrés)	6	5	30	(1)
Intérêts au comptant payés	72	70	234	197

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		31 décembre 2012	31 décembre 2011
Cours de clôture (TSX) (\$)		15,12	21,02
Fourchette des prix des 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	21,37	23,24
	Bas	14,11	19,45
Dette sur le capital investi (%)		55,7	52,5
Dette sur le capital investi, excluant les emprunts sans recours (%)		53,3	50,0
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires (%)		(23,7)	10,6
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ^{1, 2} (%)		4,6	8,4
Rendement du capital investi ¹ (%)		(3,1)	8,3
Rendement du capital investi aux fins de comparaison ^{1, 2} (%)		5,3	7,0
Dividendes en espèces par action ¹ (\$)		1,16	1,16
Ratio cours/résultat aux fins de comparaison ¹ (multiple)		30,2	20,2
Couverture par le résultat ¹ (multiple)		(1,2)	2,7
Ratio de distribution fondé sur le résultat net ¹ (%)		(44,1)	66,9
Ratio de distribution fondé sur le résultat aux fins de comparaison ^{1, 2} (%)		229,7	84,3
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités opérationnelles ^{1, 2, 3} (%)		34,9	24,0
Rendement des actions ¹ (%)		7,7	5,5
Flux de trésorerie sur la dette ^{1, 3} (%)		18,9	20,1
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie ajustés^{1, 3} (multiple)		4,4	4,4

1) Pour les 12 derniers mois.

2) Ces ratios intègrent des éléments qui ne sont pas définis selon les IFRS. Aucune de ces mesures ne doit être utilisée séparément ou en remplacement du rendement financier ou de la position financière de la société tels qu'ils sont présentés selon les IFRS. Ces ratios sont des mesures complémentaires utiles pour évaluer le rendement financier, l'efficacité et la liquidité de la société et sont courants dans les rapports des autres sociétés, mais peuvent être définis et appliqués autrement. Pour un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS utilisées dans ce calcul, se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent communiqué de presse.

3) Ces ratios ont été ajustés pour tenir compte de l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

FORMULES DES RATIOS

Dette sur le capital investi = dette à long terme y compris la partie courante – trésorerie et équivalents de trésorerie / dette à long terme y compris la partie courante + participations ne donnant pas le contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires – trésorerie et équivalents de trésorerie

Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires = résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou résultat aux fins de comparaison / moyenne des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

Rendement du capital utilisé = résultat avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêt nette ou résultat aux fins de comparaison avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêt nette / moyenne du capital investi, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

Ratio cours/résultat aux fins de comparaison = cours de clôture / résultat par action aux fins de comparaison de la période

Couverture par le résultat = résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires + impôts sur le résultat + charge d'intérêt nette / intérêt sur la dette – produit d'intérêt

Ratio de distribution = dividendes sur actions ordinaires / résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou résultat aux fins de comparaison ou fonds provenant des activités opérationnelles

Rendement des actions = dividende par action ordinaire / cours de clôture de la période

Flux de trésorerie ajustés sur la dette = flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant les variations du fonds de roulement / moyenne de la dette totale – moyenne de la trésorerie et des équivalents de trésorerie

Couverture des intérêts par les flux de trésorerie ajustés = flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant les variations du fonds de roulement + intérêt sur la dette – produit d'intérêt – intérêts incorporés dans le coût de l'actif / intérêt sur la dette – produit d'intérêt

GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

Disponibilité – Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues 24 heures sur 24, 365 jours par année, pendant laquelle une unité peut produire de l'électricité, qu'elle en produise réellement ou non.

British Thermal Unit (BTU) – Mesure de l'énergie. Quantité d'énergie nécessaire pour élever d'un degré Fahrenheit une livre d'eau lorsque la température de l'eau est d'environ 39,2 degrés Fahrenheit.

Capacité – Capacité de charge continue nominale du matériel de production, exprimée en mégawatts.

Baisse de la capacité nominale – Baisse de la capacité électrique établie d'une centrale ou d'une unité de production.

Force majeure – Clause qui libère une partie de son obligation si un événement imprévisible indépendant de sa volonté l'empêche d'exécuter ses obligations en vertu du contrat.

Centrale géothermique – Centrale dont le moteur principal est une turbine à vapeur. La turbine est entraînée par la vapeur produite à partir d'eau chaude ou par la vapeur naturelle qui tire son énergie de la chaleur des roches ou des fluides se trouvant à différentes profondeurs sous la surface de la terre. L'énergie est extraite par forage ou par pompage.

Gigawatt – Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 mégawatts.

Gigawattheure (GWh) – Mesure de la consommation d'électricité équivalant à l'utilisation de 1 000 mégawatts en une heure.

Gaz à effet de serre (GES) – Gaz ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l'atmosphère, y compris la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, les hydrofluorocarbures et les hydrocarbures perfluorés.

Consommation spécifique de chaleur – Mesure de la conversion, exprimée en BTU/MWh, d'une quantité d'énergie thermique nécessaire pour produire de l'électricité.

Mégawatt (MW) – Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 000 de watts.

Mégawattheure (MWh) – Mesure de la consommation d'électricité équivalant à l'utilisation de 1 000 000 de watts en une heure.

Capacité maximale nette – Capacité maximale ou service nominal effectif, modifié pour tenir compte des limitations ambiantes qu'une unité de production ou une centrale peut soutenir pendant une durée déterminée, moins la capacité utilisée pour répondre à la demande de service des centrales et aux besoins auxiliaires.

Contrat d'achat d'électricité de l'Alberta (CAÉ) – Arrangement à long terme établi par règlement pour la vente d'énergie électrique provenant d'unités de production auparavant réglementées à des acheteurs aux termes de CAÉ.

Centrale d'énergie renouvelable – Énergie produite à l'aide de mécanismes terrestres renouvelables comme le vent, l'énergie géothermique, l'énergie solaire et la biomasse, qui peuvent se régénérer.

Marge électricité-combustible – Mesure de la marge brute, soit le prix de vente moins le coût du gaz naturel, par MW.

Turbine – Dispositif rotatif qui produit de l'énergie mécanique à partir de l'énergie d'un fluide (comme l'eau, la vapeur ou des gaz chauds). Les turbines convertissent l'énergie cinétique des fluides en énergie mécanique selon les principes de l'impulsion et de la réaction ou d'un mélange des deux.

Interruption non planifiée – Arrêt d'une unité de production en raison d'une panne imprévue.

Accroissement de la capacité nominale – Accroissement de la capacité électrique établie d'une centrale ou d'une unité de production.

Valeur à risque (VaR) – Mesure visant à gérer l'exposition du résultat aux opérations sur les produits énergétiques.



TransAlta Corporation

110 - 12th Avenue S.W.

Box 1900, Station «M»

Calgary, Alberta Canada T2P 2M1

Téléphone

403.267.7110

Site Web

www.transalta.com

Compagnie Trust CIBC Mellon

P.O. Box 7010 Adelaide Street Station

Toronto, Ontario Canada M5C 2W9

Téléphone

Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.387.0825

Toronto ou en dehors de l'Amérique du Nord : 416.643.5500

Télécopieur

416.643.5501

Site Web

www.cibcmellon.com

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS

Médias et investisseurs – Demandes de renseignements

Relations avec les investisseurs

Téléphone

1.800.387.3598 au Canada et aux États-Unis,

ou 403.267.2520

Télécopieur

403.267.2590

Courriel

investor_relations@transalta.com